



**PROYECTO BÁSICO DE PLANTA DE ELECTRÓLISIS
DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE
“MORERUELA” CON CONEXIÓN A RED GASISTA EN
GRANJA DE MORERUELA (ZAMORA)**



0	INTRODUCCIÓN	6
1	MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN	8
1.1	OBJETO	8
1.2	TITULAR	9
1.3	EMPLAZAMIENTO	9
1.4	TÉCNICO REDACTOR	11
1.5	NORMATIVA APLICABLE	12
1.6	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	15
1.6.1	<i>Régimen de funcionamiento</i>	18
1.6.2	<i>Tecnología PEM de electrólisis</i>	19
1.6.2.1	Esquema de Planta.....	22
1.6.2.2	Electrolizador.....	22
1.6.2.3	Planta de Enfriamiento.....	23
1.6.2.4	Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión.....	24
1.6.2.5	Subsistemas.....	25
1.6.3	<i>Planta de enfriamiento</i>	29
1.6.4	<i>Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión</i>	30
1.6.5	<i>Diagrama de procesos</i>	30
1.6.6	<i>Tipo de instalación</i>	31
1.6.7	<i>Almacenamiento</i>	31
1.7	CONTRIBUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO Y DATOS TÉCNICOS:	32
1.8	CLASIFICACIÓN DE LA ACTIVIDAD	33
1.9	ACTIVIDAD	34
1.10	INSTALACIÓN DE AGUAS	34
1.11	INSTALACIÓN DE SANEAMIENTO Y EVACUACIÓN DE AGUAS (HS-5)	38
1.11.1	<i>Elementos principales de la instalación y características básicas</i>	39
1.11.2	<i>Red de evacuación de aguas residuales</i>	41
1.12	INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN	41
1.12.1	<i>Línea de Media Tensión</i>	43
1.12.2	<i>Materiales</i>	43
1.12.3	<i>Ejecución</i>	43
1.12.4	<i>Maniobras</i>	45
1.12.5	<i>Pruebas de las líneas subterráneas de media tensión</i>	45
1.12.6	<i>Centro de transformación</i>	45
1.12.6.1	Características generales del centro de transformación.....	45
1.12.7	<i>Programa de necesidades y potencia instalada en kVA</i>	45
1.12.8	<i>Instalación eléctrica</i>	46
1.12.8.1	Características de la red de salida de media tensión.....	46
1.12.8.2	Seccionamiento de líneas.....	48
1.12.8.3	Protecciones contra contactos directos.....	48
1.13	ZONA ATEX	48

1.14	NORMATIVA Y SEGURIDAD	49
1.14.1	Características del Gas	49
1.14.2	Medidas básicas de seguridad, prevención y control de riesgo	52
1.14.3	Formación de atmósferas explosivas (ATEX)	53
1.14.4	Instalaciones	55
1.14.5	Almacenamiento	56
2	INVENTARIO AMBIENTAL	57
2.1	CLIMATOLOGÍA	57
2.2	CALIDAD DEL AIRE	58
2.3	HIDROLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA	59
2.4	GEOLOGÍA	59
2.5	EDAFOLOGÍA	61
2.6	VEGETACIÓN	62
2.7	HÁBITATS DE INTERÉS COMUNITARIO	64
2.8	FAUNA	65
2.9	ESPACIOS PROTEGIDOS	69
3	MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES	70
3.1	MATERIAS PRIMAS. BALANCE DE AGUA	70
3.2	MATERIAS AUXILIARES	70
3.3	BALANCE DE ENERGÍA Y CONTRIBUCIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO	71
4	EMISIONES AL AIRE, AL SUELO, AL AGUA Y RESIDUOS GENERADOS Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN	72
4.1	ATMOSFERA	72
4.2	RUIDO	72
4.2.1	Focos de ruidos y medidas de prevención	72
4.2.2	Estudio justificativo de acuerdo al Decreto 19/1997	72
4.2.2.1	Definición del tipo de actividad	72
4.2.2.2	Horario previsto	73
4.2.2.3	Ubicación y relación de usos en parcelas colindantes	73
4.2.2.4	Focos emisores de ruido	73
4.2.2.5	Necesidades de aislamiento acústico	74
4.2.2.6	Vibraciones	74
4.2.2.7	Planos	74
4.3	AGUA Y SUELOS	74
4.4	RESIDUOS	75
4.4.1	Focos generadores de residuos	75
4.4.2	Clasificación de residuos generados (según Lista Europea de Residuos), cantidades y condiciones de almacenamiento	75
4.4.3	Medidas asociadas a la gestión de residuos	76
5	ALTERNATIVAS CONTEMPLADAS Y MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES	77

6	IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR LA ACTIVIDAD.....	77
6.1	FASE DE ACTIVIDAD	77
6.1.1	Aguas y suelos	77
6.1.2	Calidad atmosférica y ruido.	78
6.1.3	Vegetación y fauna	78
6.1.4	Paisaje	79
6.2	CESE DE LA ACTIVIDAD	79
6.3	PROPUESTA DE RESTAURACIÓN O PLAN DE RESTAURACIÓN	79
7	MEDIDAS EN CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN ANORMALES QUE PUEDAN AFECTAR AL MEDIO AMBIENTE.....	80
8	PRESUPUESTO.....	81
9	PLANOS	82

0 INTRODUCCIÓN

El consumo energético en la sociedad crece de forma considerable año tras año, y los objetivos climáticos se van sucediendo a lo largo y ancho del mundo, siendo estos cada vez más ambiciosos poniendo el clima y el medioambiente en el centro del tablero energético. Los objetivos de cero emisiones se van implementando en una gran cantidad de países y con la reciente incorporación de China o Corea ya parece que no hay marcha atrás.

La planificación para la reducción de emisiones se ha focalizado en primer lugar en el sector energético, dejando la industria, el transporte y otros usos finales para ser tenidos en cuenta más adelante. Este foco inicial ha sido efectivo. Gracias a la enorme reducción en costes de las energías renovables y el incremento de la escalabilidad de la tecnología, ahora se abre un camino creíble, efectivo y barato para la descarbonización de la producción de energía.

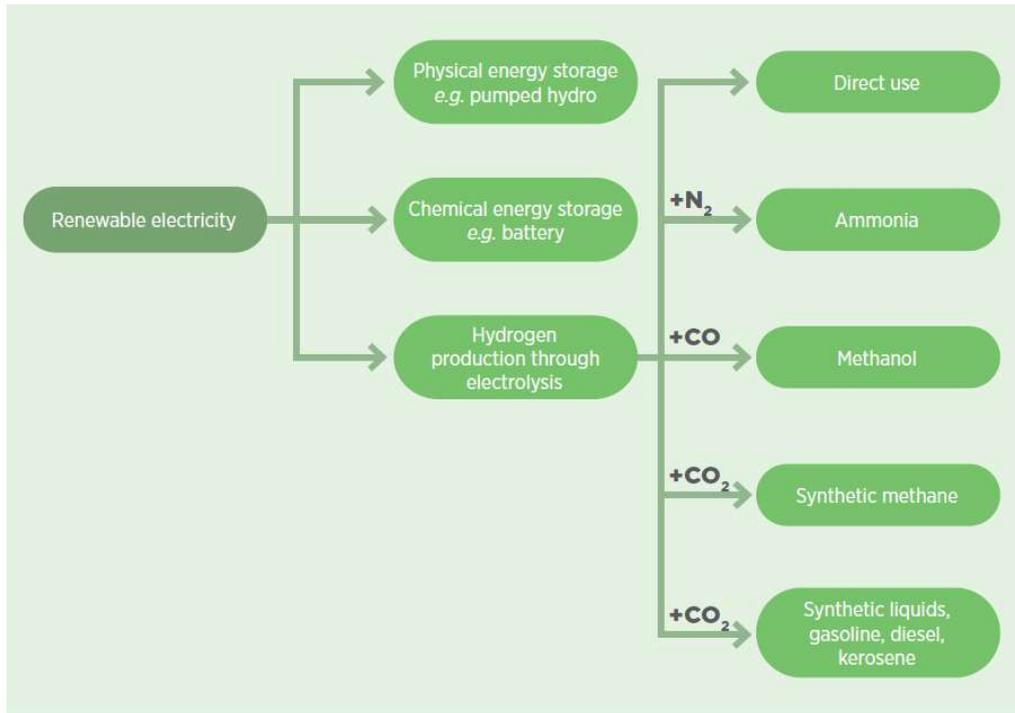
La descarbonización debe ir adentrándose en otros sectores más allá del sector eléctrico, sustituyendo emisiones finales. Esto incluye sectores como el transporte y la industria pesada, lo que se convierte en un desafío en el que necesitamos empezar a desplegar y desarrollar soluciones para estos sectores ahora para escalarlos masivamente en los próximos años, con el fin de tener alguna posibilidad de conseguir el objetivo de cero emisiones para el año 2050.

Estudios del IRENA (International Renewable Energy Agency, Agencia Internacional de las Energías Renovables) seleccionan como sectores clave en la descarbonización la producción de acero, de químicos y petroquímicos, de cementos y de aluminio como sectores industriales intensivos energéticamente, así como el transporte de larga distancia (flota terrestre de transporte, aviación y navegación). Esto pasa por una electrificación masiva de los procesos y el uso del hidrógeno verde o combustibles sintetizados a partir de hidrógeno verde, biomasa y otras formas de calor renovable.

El hidrogeno abre, entonces, un amplio abanico de opciones para la descarbonización de los procesos, sectores y usos no electrificables, no solo como molécula hidrógeno, sino como elemento principal en la síntesis de otros compuestos.

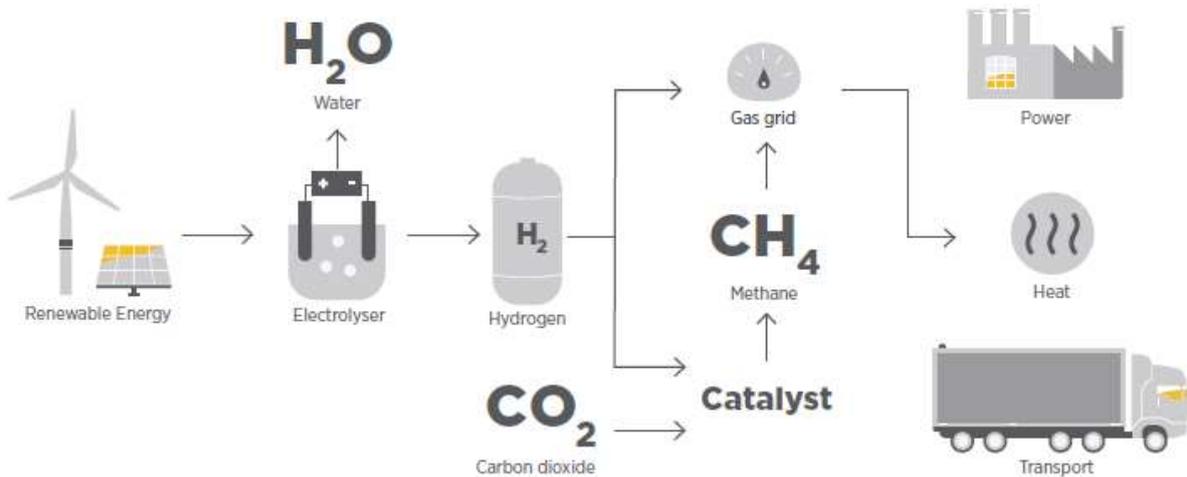
Unir la generación de hidrógeno con energía de origen renovable puede proveer de un ciclo energético totalmente sostenible.

El hidrógeno es considerado, además, como el mejor medio de almacenamiento a largo plazo dada su flexibilidad en el uso final del mismo (Power-to-X) y cero emisiones. El hidrógeno puede utilizarse para generar calor y energía eléctrica con altas eficiencias, sin gases de efecto invernadero o contaminantes y con agua como único desecho.



Esquema representativo del concepto de Power-to-X. Fuente: IRENA, 2019

El primer paso para una descarbonización masiva, es entonces, producir hidrógeno. Y una de las vías más prometedoras dentro del Power-to-X es el Power-to-Gas.



Esquema representativo del concepto Power-to-Gas. Fuente: IRENA, 2020

1 MEMORIA DESCRIPTIVA DE LA INSTALACIÓN

1.1 Objeto

Se presenta el presente proyecto con la finalidad de su tramitación ante los distintos organismos para la consecución de los permisos necesarios para la tramitación de la planta de producción de hidrógeno verde mediante electrólisis, estableciendo y justificando los datos y parámetros constructivos que permitan la ejecución de las instalaciones y exponer que la planta de electrólisis reúne las condiciones técnicas y garantías exigidas por la reglamentación aplicable.

La sociedad mercantil "UTU SOLAR S.L." con NIF **B04959284**, pretende construir una instalación electrolizadora para la producción de hidrógeno verde, alimentada por energía renovable y conecta a las redes de transporte de gas y de electricidad, para su inyección en la red de gasoductos de ENAGAS y su distribución y venta en camiones en el término municipal de *Granja de Moreruela (Zamora)*.

Esta instalación está complementada por un proyecto de instalación fotovoltaica de autoconsumo sobre el terreno de 50 MW que proporcionará gran parte de la energía renovable necesaria para la alimentación eléctrica del presente proyecto así como por dos proyectos de conexión a las redes de distribución eléctrica y gasística, de ENDESA y ENAGÁS respectivamente para la alimentación eléctrica y la inyección de hidrógeno verde en la red de gas conforme a los parámetros y requisitos técnicos y reglamentarios. El resto de la energía necesaria para generar hidrógeno de manera continuada e ininterrumpida, o en el régimen de trabajo que se estime oportuno según mercado, se obtendrá de la red eléctrica con su respectivo certificado de origen renovable, garantizando la producción de hidrógeno 100% verde.

Adicional a la inyección del hidrógeno en gasoducto se plantea una segunda vía de venta de hidrógeno a otros consumidores mediante compresión, almacenamiento y posterior distribución por carretera hasta los puntos de consumo.

El impacto medioambiental de las fuentes de energía renovables es reducido sobre todo en lo que concierne a las emisiones de contaminantes al aire y al agua. Al disminuir la necesidad de obtención de energía a través de otras fuentes más contaminantes, contribuyen a la disminución de las emisiones de gases responsables del efecto invernadero y de la lluvia ácida. Se espera que el impacto medioambiental de la planta de producción de hidrógeno sea reducido por su instalación aislada, junto a la planta de autoconsumo fotovoltaica y su tamaño compacto. Además de la electricidad renovable consumirá agua, que será desmineralizada para alimentar el electrolizador. El sobrante del agua capturada se analizará periódicamente y se considera apta para cualquier uso, incluido el consumo humano, por lo que se derivará para usos en la zona.

En lo que respecta al electrolizador, por sus características y tecnología PEM, es la forma más respetuosa con el medio ambiente de producción de hidrógeno.

No emite ruidos ni vibraciones considerables, pues los componentes móviles son escasos más allá de algunas bombas que mueven agua e hidrógeno y oxígeno, muy localizadas, y los equipos eléctricos. Además, su impacto visual será reducido, al situarse en una zona rural, junto a la planta de autoconsumo fotovoltaico de 50 MW y tratarse de una nave de pequeña planta.

El alcance del documento vendrá dado por la instalación generadora de hidrógeno (electrolizador) propiamente dicha, los equipos de transformación y rectificadores -que transforman la corriente alterna de la red de media tensión a 30 kV a baja tensión y luego en corriente continua a unos 700 Vcc que alimenta el electrolizador-, los equipos eléctricos necesarios y de transformación para la alimentación de los equipos auxiliares al electrolizador, instalaciones complementarias a dicha instalación industrial, así como la línea subterránea de dicha tensión que enlazan la instalación industrial con la entrada a la subestación reductora 132 kV/ 30 kV que alimenta la planta. La instalación fotovoltaica de autoconsumo será objeto de otro proyecto, así como la línea de alimentación 132 kV y subestación 132 / 30 kV, que serán proyectos independientes.

1.2 Titular

El titular de la instalación es "UTU SOLAR, S.L. " con NIF B-04959284.

1.3 Emplazamiento

La instalación de electrólisis objeto de este proyecto se instalará sobre terrenos en Granja de Moreruela (Zamora). Los terrenos están ubicados en:

- **Polígono 1, Parcela 694** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001006940000WZ**.
- **Polígono 1, Parcela 695** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001006950000WU**.
- **Polígono 1, Parcela 697** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001006970000WW**.
- **Polígono 1, Parcela 698** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001006980000WA**.

- **Polígono 1, Parcela 699** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001006990000WB**.
- **Polígono 1, Parcela 700** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001007000000WB**.
- **Polígono 1, Parcela 916** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009160000WU**.
- **Polígono 1, Parcela 917** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009170000WH**.
- **Polígono 1, Parcela 918** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009180000WW**.
- **Polígono 1, Parcela 919** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009190000WA**.
- **Polígono 1, Parcela 920** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009200000WH**.
- **Polígono 1, Parcela 921** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009210000WW**.
- **Polígono 1, Parcela 922** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009220000WA**.
- **Polígono 1, Parcela 923** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009230000WB**.
- **Polígono 1, Parcela 924** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009240000WY**.
- **Polígono 1, Parcela 925** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009250000WG**.
- **Polígono 1, Parcela 926** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009260000WQ**.
- **Polígono 1, Parcela 929** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009290000WT**.
- **Polígono 1, Parcela 930** en el T.M. de *Granja de Moreruela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009300000WP**.

- **Polígono 1, Parcela 931** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009310000WL**.
- **Polígono 1, Parcela 932** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009320000WT**.
- **Polígono 1, Parcela 933** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009330000WF**.
- **Polígono 1, Parcela 934** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009340000WM**.
- **Polígono 1, Parcela 935** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009350000WO**.
- **Polígono 1, Parcela 936** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009360000WK**.
- **Polígono 1, Parcela 937** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009370000WR**.
- **Polígono 1, Parcela 938** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009380000WD**.
- **Polígono 1, Parcela 939** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009390000WX**.
- **Polígono 1, Parcela 940** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009400000WR**.
- **Polígono 1, Parcela 941** en el T.M. de *Granja de Moreuela (Zamora)* con referencia catastral **49104A001009410000WD**.

1.4 Técnico Redactor

El presente anteproyecto es redactado por [REDACTED] Ingeniero Industrial, colegiado número [REDACTED] en el Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Andalucía Oriental.

1.5 Normativa Aplicable.

Los sistemas gasistas y sus componentes estarán diseñados de acuerdo con las siguientes leyes, decretos, reglamentos, normas y especificaciones nacionales e internacionales:

- **Reglamento EU 2016/631** de la Comisión, de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su adaptación al sistema eléctrico español.
- **2014/35/UE** Sobre la armonización de las legislaciones de los estados miembros en materia de comercialización de material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión y que modifica la Directiva Europea 2006/95/CE de cumplimiento con los requerimientos técnicos y de seguridad para la interconexión a la red de Baja Tensión.
- **Directiva Europea 2009/28/CE** del parlamento europeo y del consejo de 23 de Abril de 2009 relativa al fomento de uso de energía procedente de fuentes renovables.
- **2004/108/CE** Directiva Europea de Compatibilidad Electromagnética (EMC).
- **R.D. Ley 23/2020**, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.
- **R.D. Ley 7/2006**, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **R.D. 647/2020** de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión a determinadas instalaciones eléctrica.
- **R.D. 15/2018** de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- **R.D. 513/2017** Reglamento de Instalaciones de Protección Contra Incendios
- **R.D. 186/2016**, de 6 de mayo, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **R.D. 187/2016**, de 6 de mayo, por el que se regulan las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensión.
- **R.D. 413/2015** 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.
- **R.D. 840/2015**, de 21 de septiembre, por el que se aprueban las medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- **R.D. 337/2014** de 9 de Mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 23.
- **R.D. 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **R.D. 198/2010**, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al

sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

- **R.D. 223/2008**, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.
- **R.D. 2060/2008**, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- **R.D. 661/2007** de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 436/2004** por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **R.D. 2267/2004** Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales
- **R.D. 842/2002** Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias
- **R.D. 379/2001** Reglamento de almacenamiento de productos químicos.
- **R.D. 1098/2001** Real Decreto sobre Reglamentación General de Contratación.
- **R.D. 1955/2000** Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Ley 10/2019**, de 22 de febrero, de cambio climático y transición energética.
- **Ley 24/2013** Sector eléctrico.

- **Orden TED/749/2020**, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión.
- **Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad de los Módulos de Generación de Electricidad según el Reglamento NTS 2016/631**, de 18 de julio de 2019.
- **UNE-EN 61215:2017** Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- **UNE 20.439** Control de aceptación de los contadores de corriente alterna clase II.
- **UNE 21.310** Contadores de energía eléctrica de corriente alterna.
- **IEC 364** Instalaciones eléctricas de edificios.
- **CEC 503** Los módulos estarán aprobados y homologados para cumplir los requerimientos de la Comisión Europea de la U.E. (Acuerdo N° 503) en el Centro de Investigación Comunitaria de Ispra, Italia. Estas pruebas demuestran la idoneidad del producto para su uso en las condiciones más adversas y su perfecto funcionamiento en ambientes con humedad hasta el 100% y rangos de temperatura entre -40°C y +90°C, y soportando velocidades de viento de hasta 180 Km./hora.
- **NTE-IEP/1973**, "Instalaciones de electricidad-puesta a tierra"
- Recomendaciones UNESA, guías de aplicación y Normalización Nacional. Normas UNE.

Otra normativa aplicable:

- **R.D. 2267/2004**, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- **R.D. 105/2008**, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.
- **R.D. 614/2001**, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- **R.D. 1627/1997**, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **R.D. 1215/1997**, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **R.D. 485/1997** de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- **Ley 314/2006** Código Técnico de Edificación y Documentos Básicos para su cumplimiento.
- **Ley 38/1999**, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- **Ley 31/1995**, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

- Reglamento de Verificaciones Eléctricas y Regularidad en el Suministro de Energía Eléctrica
- Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.
- Ley número 88/67 de 8 de noviembre Sistema Internacional de Unidades de Medida SI, así como la Ley 3/1985 de metrología.
- Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT) y Reglamento de Prevención de Riesgos Laborales, así como toda normativa que la complemente.
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de energía eléctrica
- Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de gas

1.6 Descripción de la Instalación

La instalación objeto, se ubicará en la finca definida en el apartado de emplazamiento y pretende describir las instalaciones y dimensiones de una planta generadora de hidrógeno mediante hidrólisis del agua alimentada con energía de origen renovable proveniente de, una instalación fotovoltaica de 50 MW de autoconsumo situ en el mismo emplazamiento y energía certificada de origen renovable de la red de distribución.

El hidrógeno tendrá dos salidas. Podrá inyectarse a la red de transporte y distribución de gas, que permite descarbonizar parte del consumo de gas, y podrá almacenarse y distribuirse en botellas para su posterior venta a otros consumidores de la región, que obtienen en su mayoría el hidrógeno a partir del gas natural.

La producción de hidrógeno a través de electrólisis es una industria muy madura, lo que permite realizar esta actividad con los más altos estándares de la industria, cumpliendo con la normativa vigente en el sector.

El proyecto contempla la **producción de hidrógeno a partir de energía eléctrica renovable**, tanto autoconsumida a partir de energía fotovoltaica, como de la red –con su respectivo certificado renovable– que utilizará hasta **35 MW eléctricos para producir hidrógeno** a partir de agua desmineralizada, con una **producción de hasta 680 kg/h de hidrógeno de alta pureza**, superior al 99,9%. Tras la etapa de producción, puede hacerse pasar el hidrógeno por un purificador para alcanzar mayores purezas, muy próximas al al 99,99999% si fuese necesario según los requisitos de cada usuario.

Este proyecto va en la línea de la consecución de los objetivos climáticos 2050 marcados por la Unión Europea, así como en la línea del plan nacional PNIEC y aborda varias potenciales problemáticas que puedan darse como consecuencia de la alta penetración de renovables en las redes de distribución y transporte, especialmente en determinadas zonas que concentran la generación renovable, como pueda ser solar o eólica.

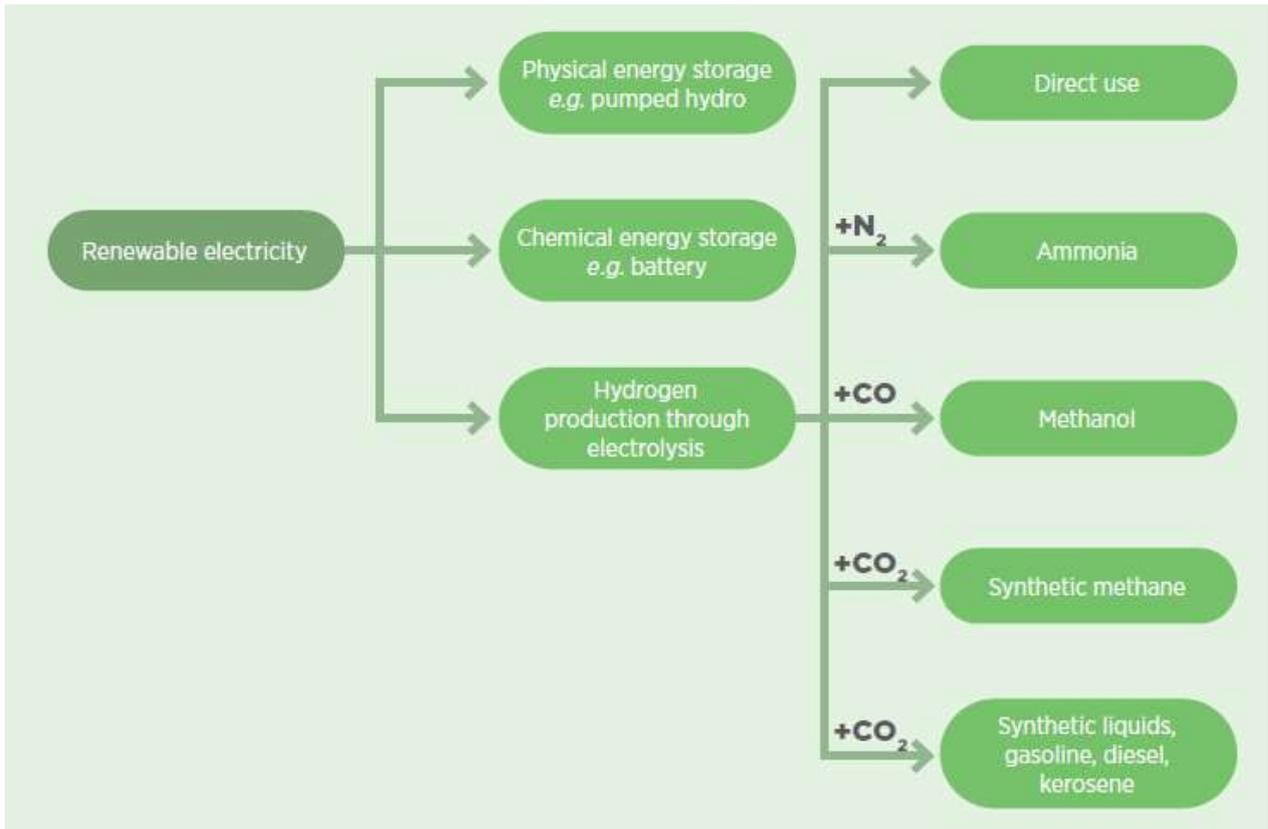
Por un lado, es una instalación electrointensiva de acuerdo con la definición en el artículo 3 del real decreto ley 20/2008 –consumidor eléctrico con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible– pues para la producción de hidrógeno solo se utiliza como materia prima agua y energía eléctrica, obteniendo hidrógeno y oxígeno, su consumo va a ser principalmente nocturno a efectos de red, ya que se asocia a la planta un autoconsumo fotovoltaico que producirá la energía necesaria para su funcionamiento durante horas de sol y el resto lo obtendrá de la red de distribución y además tiene un consumo no solo predecible y estable, sino programable a necesidad del usuario o del gestor de red, pudiendo participar en los mecanismos de capacidad y servicios de red. Esto puede hacerlo dado su potencia de hasta 35 MW de

módulos de electrólisis de tecnología PEM que pueden variar su carga en un 10%/s, es decir, puede variar su carga en 3,5 MW en un segundo, ascendente y descendente. Además al estar accionado por rectificadores AC/CC puede regularse la electrónica de potencia para consumir o inyectar potencia reactiva a la red. Esto es entonces puede regular tensión y frecuencia en el punto de conexión, mejorando la seguridad del suministro del entorno a su punto de conexión.

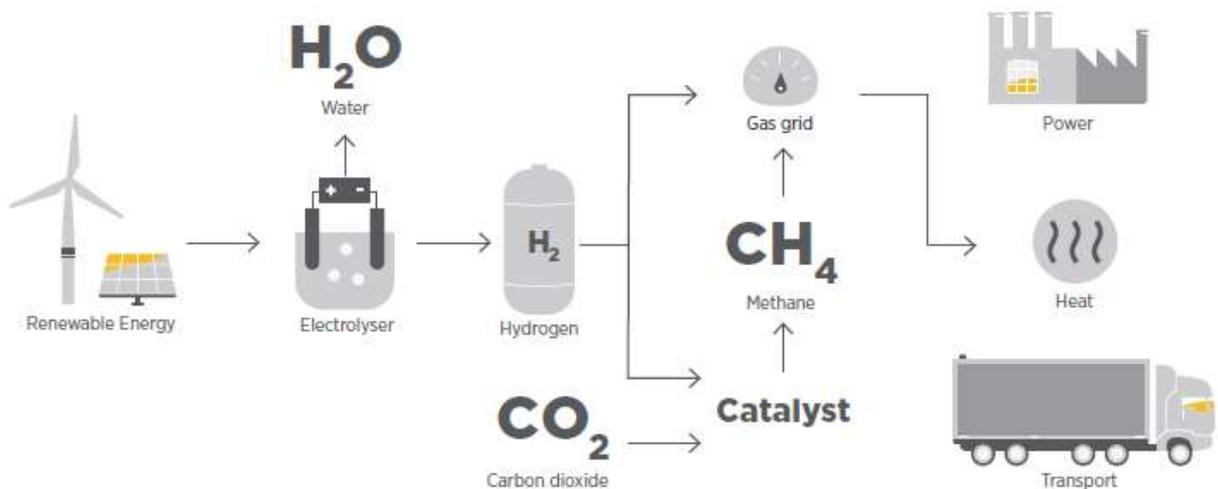
Por otro lado, va a permitir la conexión directa del sistema eléctrico y el sistema gasista, introduciendo kWh verdes provenientes de renovables en la red de gas. Esto presenta doble beneficio, pues se empieza a descarbonizar el suministro de gas de industrias y hogares, manteniendo estándares de calidad actuales, y permite transformar unos bajos precios del mercado eléctrico en kWh verdes almacenados para su posterior uso o su distribución en la red de gas. En este caso concreto, el hidrógeno iría principalmente inyectado en el gasoducto propiedad de ENAGAS que sita al este de la posición de la planta electrolizadora, a unos 4,89 km de distancia.

El proyecto contempla en su conjunto la producción de hidrógeno verde –como vector energético y agente descarbonizador- a partir de energía eléctrica con certificado de origen renovable y alimentada por un autoconsumo fotovoltaico de 50 MW. Este vector energético será usado para descarbonizar sectores de difícil electrificación, como pueda ser el transporte terrestre, y reducir la huella de carbono del sector gasista, mediante la inyección de hidrógeno en la red de gas natural.

Este proyecto será pionero en lo que se estima que puede ser el futuro de un sistema energético de cero emisiones, donde la generación renovable dará pie a la descarbonización y sustitución de la mayoría de los combustibles fósiles, siendo el primer paso la producción de hidrógeno verde mediante renovables.



Esquema general Power-to-X. IRENA, 2019



Esquema general Power-to-Gas. IRENA, 2020

Este proyecto permite además avanzar y desarrollar la gestionabilidad e integración de renovables en el sector energético, acoplando la demanda y producción de hidrógeno bajo criterios técnicos, económicos y de eficiencia y dando un paso más acoplando el sistema eléctrico y gasista.

El desarrollo y consecución de objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé para el año 2030 una potencia total instalada de 161 GW, de los cuales 50 GW serán de eólica y 39 GW

de fotovoltaica, siendo la penetración renovable del 74% del total de generación eléctrica, lo que implica una alta estacionalidad, incertidumbre y aleatoriedad en la generación del sistema eléctrico que ha de ser atajada para garantizar un correcto suministro eléctrico. El PNIEC habla de incrementar la flexibilidad y optimización del sistema energético, esencial para alcanzar la alta penetración renovable no gestionable, entre otras tecnologías aquí entra el almacenamiento. El almacenamiento en hidrógeno permitirá almacenar energía eléctrica en forma de energía química para su posterior uso, tanto como hidrógeno como transformado o sintetizado en otras sustancias, cuando sea requerido. Además permite reducir los potenciales vertidos de renovables que pueden llegar a producirse con el despliegue de la potencia renovable prevista en el PNIEC.

1.6.1 Régimen de funcionamiento

El modo de funcionamiento de la planta así como su implantación irán en consonancia con el desarrollo de la demanda de hidrógeno verde en la zona. Un electrolizador puede trabajar de manera continua y casi ininterrumpida y en el régimen de carga que más se desee o adapte a los requerimientos de producción, de generación renovable o de red –por ejemplo si se desarrolla normativamente la posibilidad de dar soporte y servicios de red.

El diseño de la instalación se realizará de acuerdo a un funcionamiento continuo, a plena carga del electrolizador por largos periodos ininterrumpidos, es decir, para un funcionamiento las veinticuatro horas del día durante siete días a la semana y durante meses.

Realmente la producción final se ajustará más mediante mecanismos de mercado. Funcionará con mayor continuidad durante horas con buena radiación solar (autoconsumiendo toda la energía disponible de la instalación fotovoltaica de autoconsumo asociada) y durante las horas en las que el precio de la energía sea considerablemente bajo, ya sea por contratos PPA con certificación verde o mediante el consumo de energía renovable en el POOL eléctrico, pues además coinciden periodos –por ejemplo en primavera- con abundante producción renovable –eólica, hidráulica y solar- lo que se traduce en precios por debajo de la media anual que pueden favorecer al funcionamiento 24/7.

Este régimen de funcionamiento va en consonancia con la definición del aún no publicado Estatuto del consumidor electrointensivo, que permite participar de los mecanismos de equilibrio y gestión de red.

Dicho estatuto define al consumidor electrointensivo como “consumidor eléctrico con un uso intensivo de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible y que cumplan con los requisitos establecidos en el capítulo II y [...] de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo III”.

Así pues, por un lado la actividad hace un uso intensivo de la electricidad, su consumo de red va a ser principalmente en horas de baja demanda eléctrica –ya que gran parte de la energía será autoconsumida durante el día y es durante la noche cuando hace un uso intensivo de la red y su curva e

consumo no solo es estable y predecible sino que puede programarse y coordinarse con el gestor de red de transporte o de distribución.

Por lo tanto, por definición, el proceso de electrólisis de la planta entra dentro de la definición de consumidor electrointensivo y solo necesita cumplir una serie de requisitos adicionales como pueden ser tener un consumo total (incluido autoconsumo) de 40 GWh anuales y hacer al menos la mitad de dicho consumo en periodo tarifario 6 (en periodos de baja demanda), lo que equivale a un consumo nocturno en periodo tarifario 6 de algo menos a 600 h anuales.

1.6.2 Tecnología PEM de electrólisis

En el campo de la electrólisis existen tres tecnologías principales:

- **Electrólisis alcalina**

Utiliza hidróxido de potasio (KOH) como electrolito y medio de electrólisis en un rango de temperaturas entre 60 y 90 °C. Es una tecnología madura y escalable al rango de megawatt pero presenta varias desventajas importantes como son el uso de hidróxido de potasio, un componente tóxico, que requiere de tratamiento especial y de mantenimiento elevado, la necesidad de trabajar al menos a 60°C, lo que impide el arranque en frío, y su no óptima ejecución de manera intermitente por lo mismo.

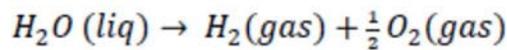
- **Electrólisis de alta temperatura**

Utiliza una membrana cerámica con vapor de agua como medio en un rango de 700 a 900 °C. Es una tecnología aún en desarrollo y solo disponible en laboratorios y proyectos de demostración que se aleja mucho de las necesidades que se plantean en el presente proyecto.

- **Electrólisis PEM**

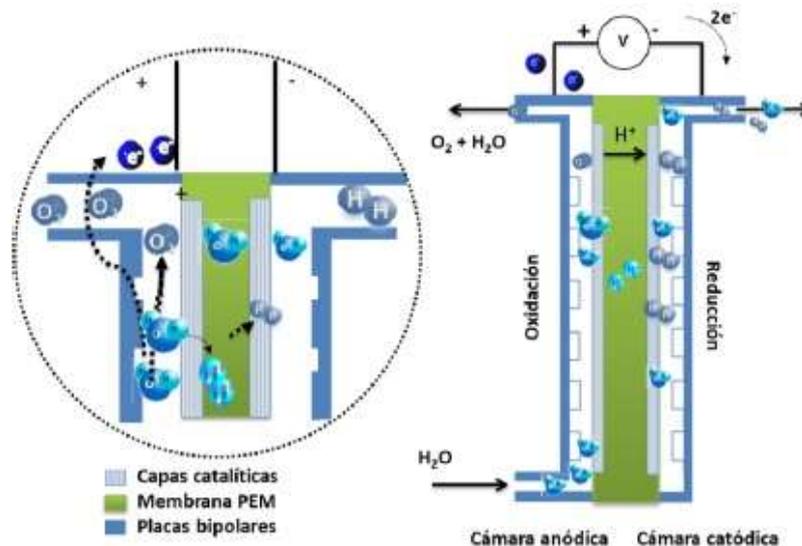
Los sistemas de electrolizadores PEM, de las siglas en inglés de Membrana de Intercambio de Protones (Proton Exchange Membrane), tienen una serie de ventajas sobre el resto de tecnologías de electrólisis. Utiliza una membrana polimérica y utiliza agua como medio electrolítico en un un rango de temperatura ambiente a 80°C. Es una tecnología madura y disponible comercialmente. Presenta gran sintonía con la generación renovable ya que es capaz de trabajar a temperatura ambiente, con un inicio en frío, y además puede trabajar de manera intermitente y a varios niveles de carga de manera óptima. Al igual que la electrólisis alcalina existe experiencia con esta tecnología y es escalable al orden de megawatt.

Un electrolizador de agua tipo PEM es un dispositivo electroquímico donde se realiza la reacción de disociación de agua en hidrógeno y oxígeno según la siguiente ecuación:



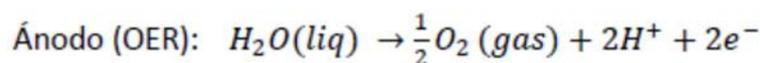
Tal y como se ha comentado con anterioridad, consiste en la descomposición de la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de una determinada cantidad de energía (corriente eléctrica y calor), provocando una reacción global de oxidación-reducción.

La energía requerida para este proceso es obtenida por el paso de corriente eléctrica a través de dos electrodos, los cuales están separados por medio de un electrolito sólido, que en este caso se trata de una membrana de intercambio protónico (PEM, en inglés, *proton exchange membrane*). Gracias al uso de estas membranas de intercambio protónico, la construcción de este tipo de electrolizadores es más sencilla que en los electrolizadores alcalinos y su respuesta de operación es más rápida, por lo que resultan ser más compactos y de menor volumen. La siguiente figura muestra el proceso de electrólisis de agua en un electrolizador tipo PEM.



Esquema general de la electrólisis del agua en un electrolizador tipo PEM [Fuente: CNH2]

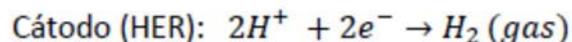
Tal y como se muestra en la figura anterior, el agua alimentada fluye a través de los canales, oxidándose en el ánodo para liberar O₂ y H⁺. Esta reacción es conocida como reacción de evolución de oxígeno (OER), según la siguiente ecuación:



Los iones H⁺ formados fluyen entonces a través de la membrana, y los electrones por otro lado, circulan por el circuito externo hasta el cátodo, cerrando el circuito eléctrico que suministra potencial para llevar a cabo el proceso.

En el cátodo, los protones que llegan a través de la membrana de intercambio iónico, se encuentran quimiadsorbidos en el electrocatalizador. Éstos se recombinan con los electrones que llegan a través del circuito externo, formando así las moléculas de hidrógeno, las cuales son desprendidas en forma de gas.

Esta reacción es conocida como la reacción de evolución de hidrógeno (HER), según la siguiente ecuación:



La electrólisis del agua basada en tecnología PEM ofrece una serie de ventajas para la producción electrolítica de H₂ y O₂, entre las que destacan: posibilidad de trabajar a altas densidades de corriente, alta pureza del H₂ obtenido (> 99.99%), posibilidad de producir gases a alta presión en la propia instalación sin necesidad de aporte energético adicional, respuesta más rápida frente a alimentación variable (como el caso de las renovables del presente proyecto) y uso de un electrolito sólido (PEM) que implica no tener que gestionar un electrolito líquido como en el caso de la tecnología alcalina.

Por lo dicho, los sistemas de electrolizadores con **tecnología PEM es la elección natural** para nuestro futuro sistema de energía renovable:

Con su rápida dinámica del 10% de potencia nominal por segundo de cambio de carga, su rango operativo entre 0% y 100% y su número ilimitado de arranque autónomo, PEM es la elección natural para hacer frente a la naturaleza volátil de nuestro futuro sistema energético.

La tecnología PEM es limpia por naturaleza: por cada kg de hidrógeno producido, los métodos tradicionales como Steam Methane Reforming (SMR) emiten de 8 a 10 kg de CO₂. La electrólisis PEM que funciona con energía renovable no tiene emisiones de CO₂ asociadas.

Los sistemas de electrólisis PEM solo utilizan agua y electricidad para producir Hidrógeno y Oxígeno. Siendo el Oxígeno el único subproducto del proceso, que puede liberarse a la atmósfera o puede almacenarse para su uso como oxígeno puro.

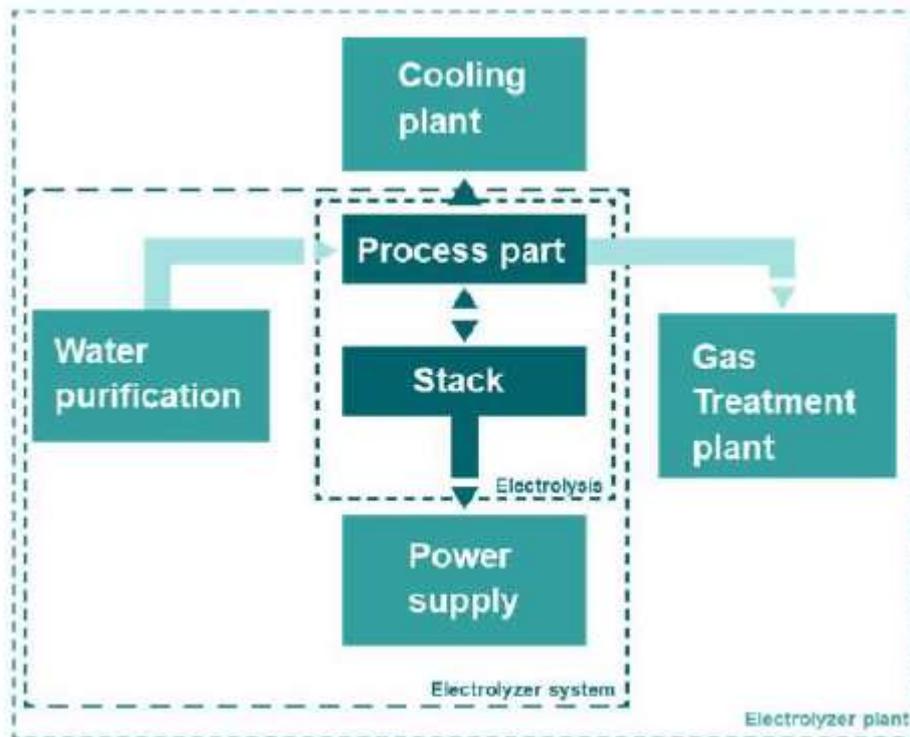
Además, no requiere de un electrolito químico agresivo, tan solo agua destilada, a diferencia de los sistemas alcalinos que funcionan con hidróxido de potasio (KOH). Esto elimina todos los peligros y riesgos para el personal y el equipo asociados con la lejía concentrada cuando se trata de mantenimiento y servicio, así como de la operación diaria. Además, no trae aparejado riesgo medioambiental por derrame de sustancia químicas.

La tecnología PEM es competitiva:

Con el aumento de los costos de los certificados de CO₂ y la disminución de los precios de las energías renovables, el hidrógeno verde producido con PEM se volverá cada vez más competitivo en costos.

Se estima que a partir de la segunda parte de esta década, los costos del hidrógeno producido por PEM ya pueden estar cerca del nivel de costo de hidrógeno producido por SMR. En comparación con los sistemas alcalinos, los electrolizadores PEM pueden producir la misma cantidad de hidrógeno con un espacio significativamente menor. Con nuestro electrolizador se fabrica el hidrógeno a presión y temperatura ambiente.

1.6.2.1 Esquema de Planta



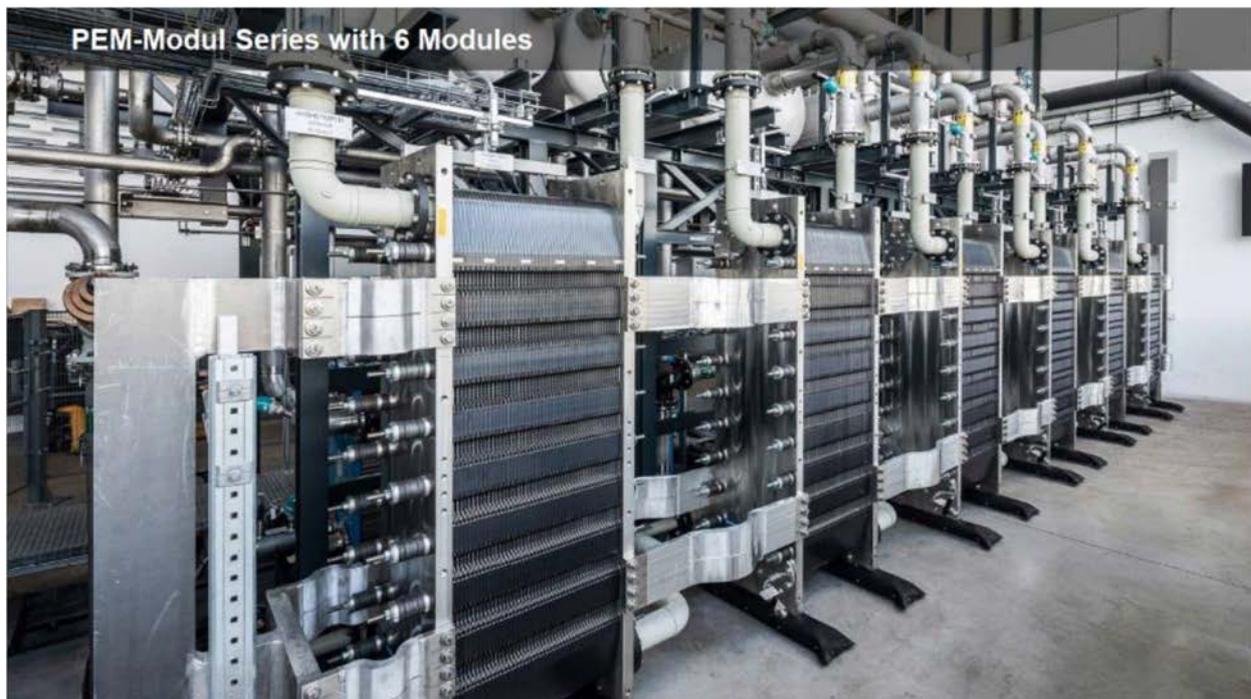
Principales componentes o sistemas de la planta de electrólisis

En el esquema podemos ver 3 partes principales:

- Electrolizador PEM, con los sub-sistemas de purificación de agua y energía.
- Sistema de Refrigeración.
- Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión.

1.6.2.2 Electrolizador

Esta parte comienza en los puntos de recepción de Media Tensión y Baja Tensión. Incluye transformador y rectificadores, módulos PEM ("stacks"), el sistema de enfriamiento interno del electrolizador, enfriadores de gas para hidrógeno y oxígeno, el sistema de compensación del agua desionizada, los sistemas de seguridad, el sistema de control y otros elementos del equilibrio de la planta (BoP) directamente asociados. Termina en las tuberías colectadas de gas, entradas y salidas de agua de refrigeración, conexión de agua dulce y descarga de aguas efluentes, entrada de gas de inertización, conexión al sistema de control de supervisión / cliente.



Electrificador Silyzer 300



1.6.2.3 Planta de Enfriamiento

La planta de refrigeración se basa en el principio de refrigeración en seco (aire) a una temperatura ambiente de 25°C y proporciona agua de refrigeración para los consumidores individuales, es decir, el circuito de refrigeración interno del electrolizador, los transformadores MT / BT, rectificadores, refrigeradores de gas, compresores y desox / secador (si está instalado).

Comprende los refrigeradores, las bombas de recirculación de agua de refrigeración y las tuberías individuales de suministro y retorno de agua de refrigeración.

La refrigeración por agua se realiza en torres como un sistema abierto, en el que el agua de refrigeración se introduce en la torre de refrigeración y se enfría mediante un flujo de aire forzado por evaporación. Si el suministro de agua es limitado, se pueden utilizar ciclos de refrigeración cerrados y reciclar las aguas residuales.

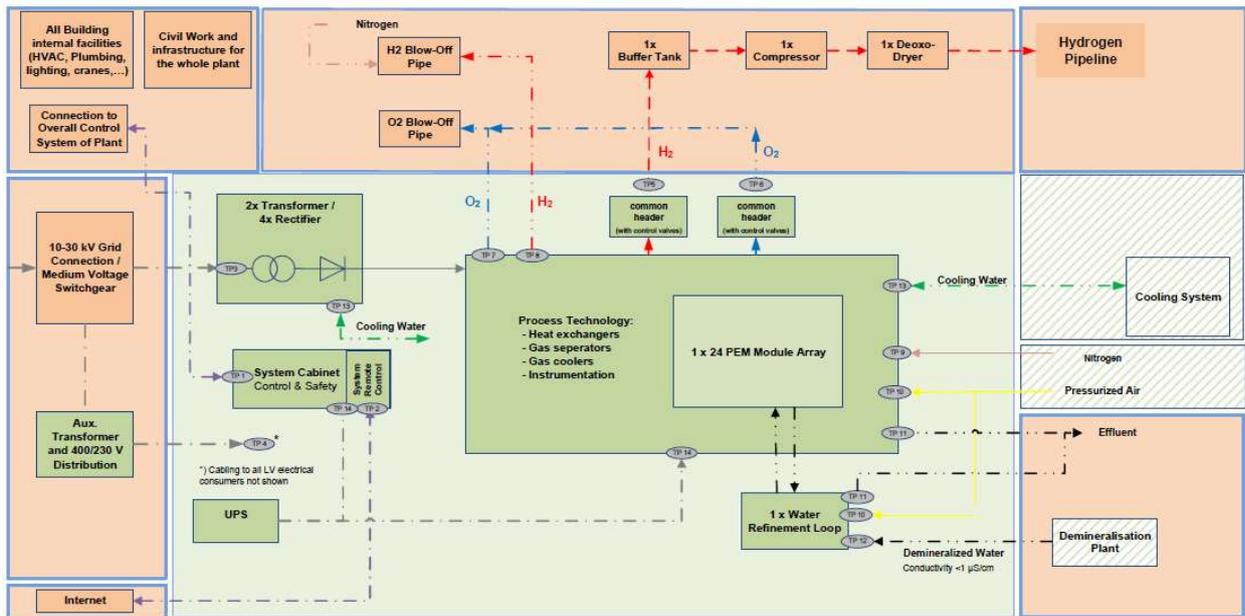
1.6.2.4 Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión

En el lado del hidrógeno, la planta de tratamiento de gas comienza en el colector de hidrógeno, transportando el hidrógeno combinado procedente de las matrices de módulos PEM. Incluye el tanque de compensación de baja presión, compresor de hidrógeno y todos los enfriadores de gas inter-etapa asociados.



Gas Managment Plant.

1.6.2.5 Subsistemas



Esquema de sistemas de la planta de electrólisis

1. Sub-sistema de tratamiento de Agua

El electroizador necesita el agua desionizada para separarla en hidrógeno y oxígeno en las celdas de electrólisis.

Sistema de reposición para agua desionizada (DI): Produce agua desionizada con máx 1µS/cm, generalmente de agua potable. Pasa por varios pasos de procesamiento, como filtración y ablandamiento.

La osmosis inversa y la electrodesionización (EDI) se combinan para lograr el nivel de pureza requerido para alimentar el proceso de electrólisis.

Este sistema proporciona el agua desionizada para el llenado del electroizador y el relleno del circuito de agua desionizada según la cantidad de agua consumida por el proceso.

El sistema electroizador es de aproximadamente 10 kg de agua DI por kg de hidrógeno. En caso de acceso al agua de red, se puede esperar que el consumo de agua sea aproximadamente 14 kg de agua del grifo por kg de hidrógeno.

El consumo de agua a disponer aproximado para el funcionamiento durante las 24 horas del día, los 7 días de la semana los 365 días del año es:

Tipo de Agua	m ³ /año
Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

En el apartado 5 tratamos con más detalles el ciclo del agua.



Sistema de ósmosis inversa.

El agua de desecho se puede enviar a riego o, luego de un pretratado se puede verter a la red de agua potable. El agua se obtendrá de puntos próximos a la instalación ya sean pozos, ríos o red de agua local. Se contará con un tanque de reservorio y un tanque de agua de desecho para garantizar la producción frente a posibles interrupciones en el suministro.

La disponibilidad y uso del agua se deberá definir en el estudio de impacto ambiental correspondiente.

2. Circuito de refinamiento de agua:

El propósito de este sistema es mantener el agua de proceso en el nivel de calidad requerido. Para la consecución de este objetivo, se extrae constantemente una corriente de agua de proceso del circuito de agua (agua desionizada) y se bombea a través de los cartuchos intercambiadores de iones que eliminan las trazas de impurezas antes de que esta corriente de deslizamiento se devuelva al circuito de agua de proceso a través del separador de agua y gas de hidrógeno. Existe uno de estos sistemas por matriz de módulos.

3. Sub-sistema de compresión

Varios componentes de la planta de electrólisis y el sistema de tratamiento de agua requieren aire comprimido seco y sin aceite entre 5 y 10 bar durante el funcionamiento. Este aire comprimido estará disponible en el lado de la planta a través de una unidad generadora de aire comprimido adecuada, externa al edificio.

4. Sub-Sistema de control e instrumentación

Este sistema supervisa, controla y regula el sistema de electrólisis.

Los componentes de instrumentación y control, incluidos todos los sensores y actuadores relacionados con la seguridad, deben estar conectados a una fuente de alimentación ininterrumpida UPS. Esta garantizará una parada controlada del sistema de electrólisis y el registro continuo de los valores medidos y los eventos si se produce un corte de energía.

Este control supervisa las variables de la planta en todo momento y bajo cualquier circunstancia.

Algunas variables censadas son:

- Corriente, voltaje, potencia en la salida del rectificador
- Voltaje de celda
- Temperatura del proceso
- Monitorización de gas complementaria
- Niveles de agua en los separadores de gases
- Presión de gas H₂ / O₂
- Valores de proceso del circuito primario

5. Sub-sistema eléctrico

Transformador y suministro de corriente continua (CC)

El suministro de CC básicamente conecta el electrolizador a la red. Dos transformadores de MT por conjunto de módulos alimentan los rectificadores para realizar la electrólisis. Cada transformador tiene dos devanados secundarios para la alimentación del rectificador.

A través de los devanados secundarios se alimenta en baja tensión y corriente alterna a los rectificadores. Dada la gran cantidad de celdas conectadas en serie se requiere una tensión de funcionamiento típica de 500-700 Vcc.

El control de la potencia reactiva se realiza a través de un OLTC (cambiador de tomas en carga), que puede cambiar la tensión secundaria bajo carga.

Debido a esta característica, el factor de potencia es siempre mayor a 0,9. La potencia activa de cada rectificador se regula constantemente de modo que la carga de cada rectificador sea idéntica. Los transformadores y rectificadores están refrigerados por agua. Un interruptor de carga de CC separa el electrolizador de la red, incluso a plena carga (por ejemplo, en caso de parada de emergencia).

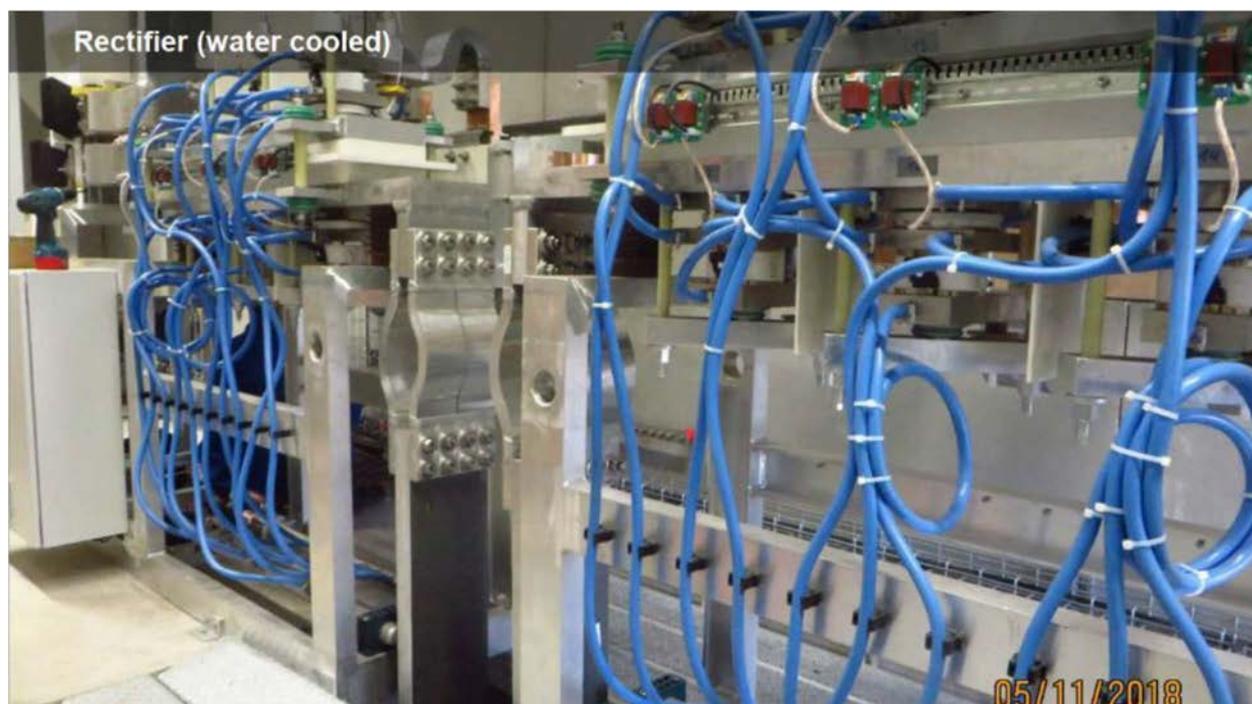
Un seccionador de CC garantiza que el electrolizador esté separado de la red, por ejemplo, para fines de mantenimiento. Antes de operar el seccionador, la planta tiene que ser parada para tener carga cero en el seccionador ("dispositivo de descarga").

La topología del rectificador de 24 pulsos se logra mediante la combinación de cuatro sistemas rectificadores de 6 pulsos que son conectado a dos transformadores con devanados de cambio de fase $\pm 7,5^\circ$ dentro del lado primario.

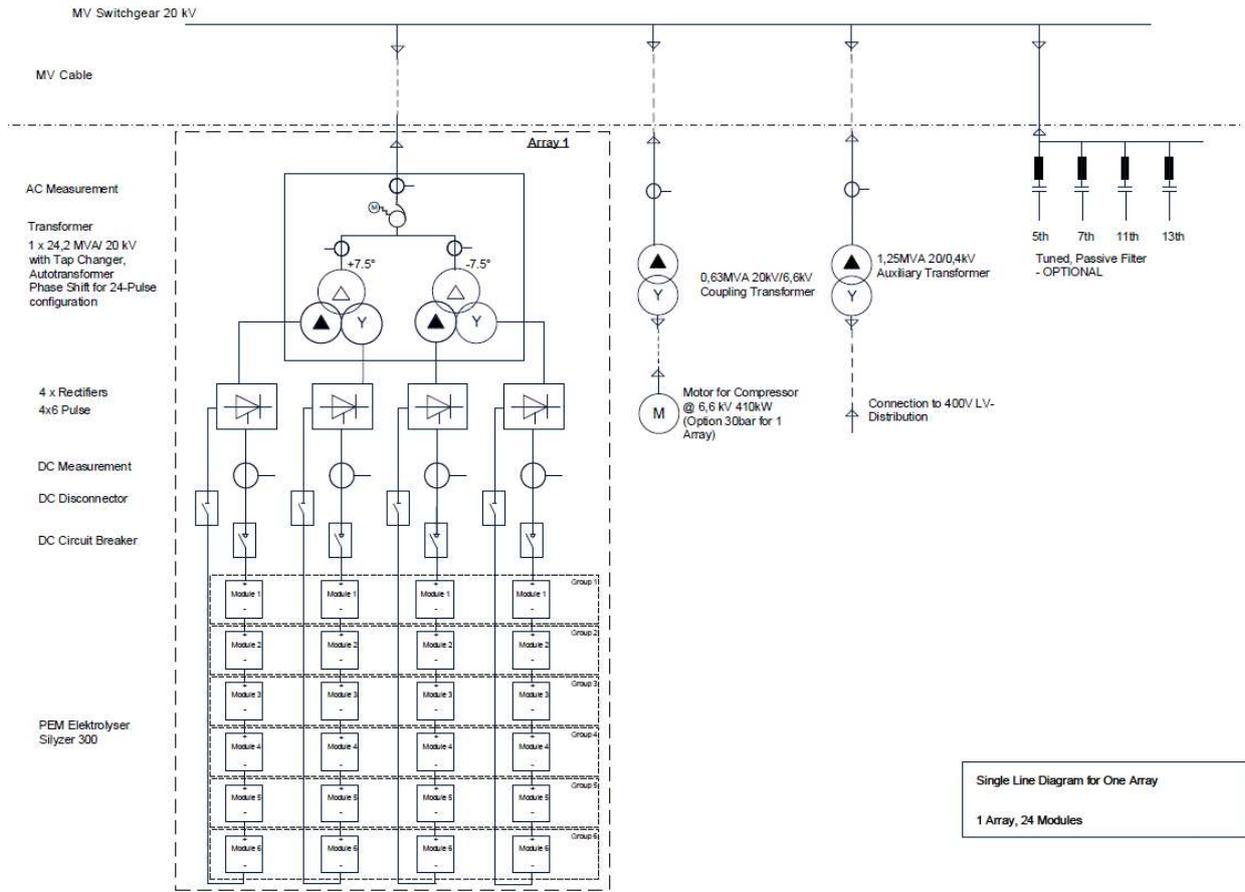
La potencia activa de cada rectificador se regula constantemente para que la carga de cada rectificador sea idéntica y los armónicos se reduzcan al mínimo.



Transformador de la Planta



Rectificadores refrigerados por agua.



Esquema unifilar del subsistema eléctrico

1.6.3 Planta de enfriamiento

La planta de refrigeración se basa en el principio de refrigeración en seco (aire) a una temperatura ambiente de entre 25 y 30 °C. Proporciona agua de refrigeración para los consumidores individuales, es decir, el circuito de refrigeración interno del electrolizador, transformadores MT / BT, rectificadores, enfriadores de gas, compresores y desox / secador (si está instalado).

Está compuesto por los enfriadores, las bombas de recirculación de agua de enfriamiento y las tuberías individuales de suministro y retorno de agua de enfriamiento. Se incluyen todos los accesorios necesarios para el funcionamiento del sistema.

El sistema de refrigeración consta de los siguientes elementos claves del equipo:

- Refrigeradores de aire, donde se disipa el calor residual recogido de la planta de proceso.
- Circuito de agua de refrigeración

Todo el sistema está diseñado de tal manera que incluso el peor de los casos puede ser abordado por el sistema de enfriamiento, sin utilizar equipo de reserva.

1.6.4 Planta de tratamiento de Gases, etapa de purificación y compresión

La planta de tratamiento de gas puede constar de los siguientes equipos:

Tanque intermedio de hidrógeno a baja presión, que actúa como acoplamiento flexible entre el sistema de electrólisis, donde se genera el hidrógeno, y la planta de gestión de gas donde se procesa el hidrógeno.

El tanque intermedio está hecho de acero (P265GH) con una membrana en su interior, que actúa como elemento flexible que permite que se produzcan cambios de volumen. La presión se mantiene con un peso de lastre respectivo sobre la membrana.

Compresor de hidrógeno, para aumentar la presión del gas hidrógeno al nivel requerido según utilización, inyección o almacenamiento.

Desoxo / Secador que incluye enfriador de gas de hidrógeno, que purifica el hidrógeno al nivel de calidad solicitado "5.0", lo que es 99,999% de hidrógeno, 5 ppmv de oxígeno, 5 ppmv de humedad.

Gracias a las propiedades de la electrólisis PEM, el hidrógeno producido solo contiene oxígeno y humedad como "contaminantes". Por lo tanto, la limpieza y el secado del hidrógeno (DeOxo / Dryer) es una unidad de proceso fácil que se puede dividir en una reacción catalítica (limpieza) y una reacción de adsorción (secado). Además, el sistema cuenta con:

- Brida de conexión para tubería de descarga de hidrógeno, incluida la tubería de purga de hidrógeno.
- Brida de conexión para tubería de descarga de oxígeno incluyendo tubería de purga de oxígeno.

1.6.5 Diagrama de procesos

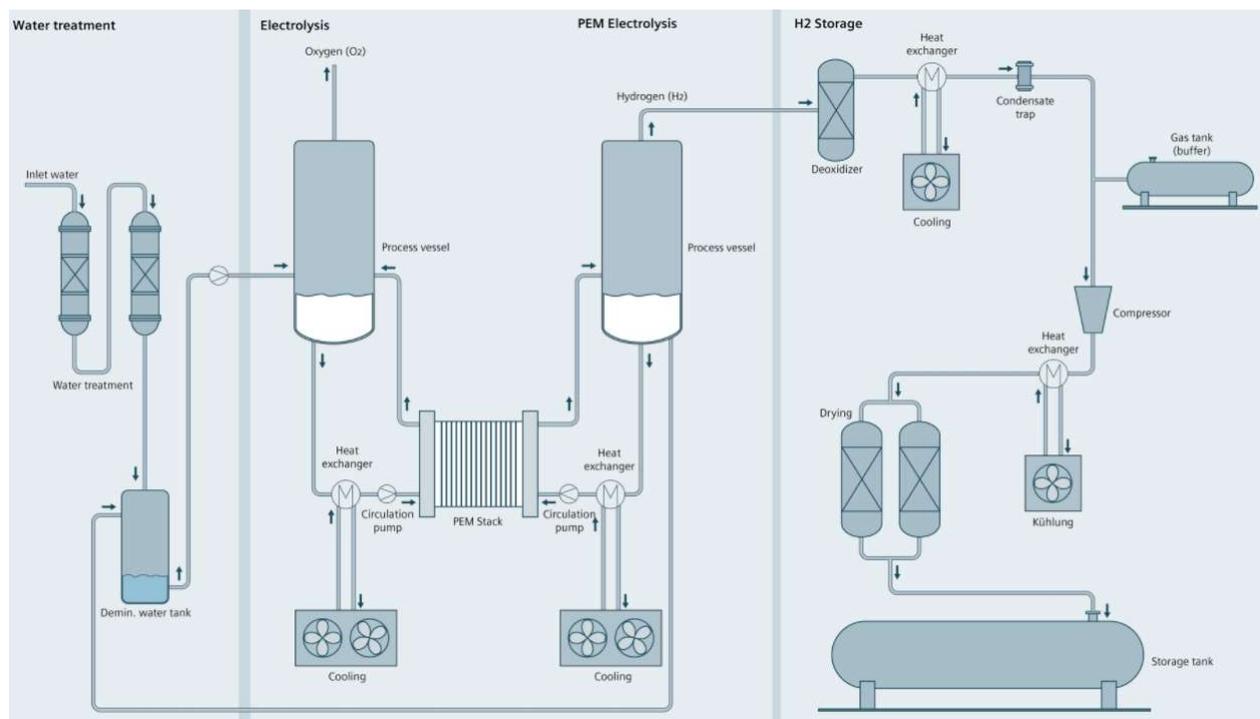
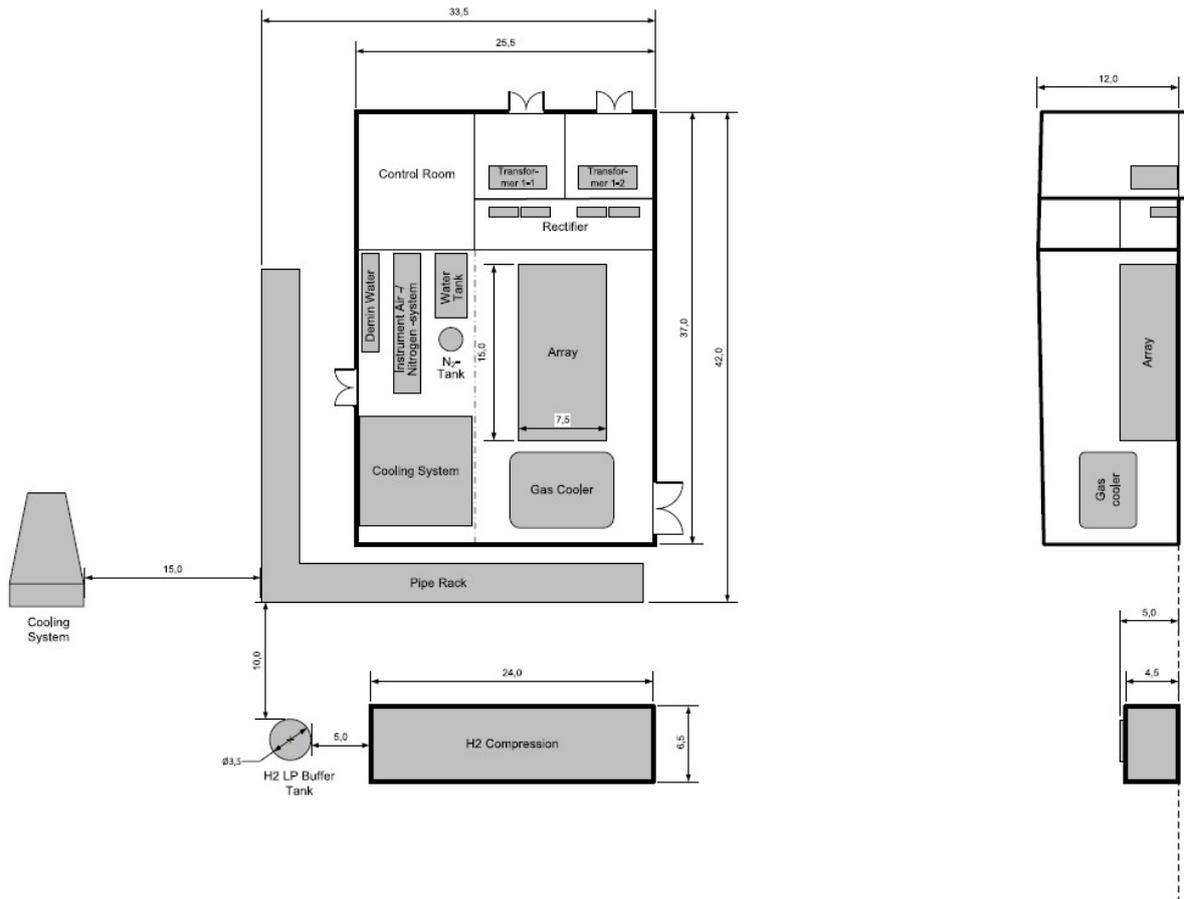


Diagrama de proceso genérico de generación de hidrógeno mediante electrólisis PEM

1.6.6 Tipo de instalación

Esta planta de electrólisis se debe instalar dentro de un edificio, tipo nave, especialmente construido y con salas separadas para alojar el electrolizador, los equipos eléctricos y la sala de control y monitoreo. Tanto el compresor como los sistemas auxiliares de la planta de refrigeración y las diferentes tuberías de los sistemas y subsistemas irán instalados del lado externo del edificio.



Representación esquemática de una distribución de la planta de electrólisis PEM

1.6.7 Almacenamiento

Aquella porción de hidrógeno que no será inyectado a la red gasista se almacenará a una presión, en principio de 35 bar, para su posterior transporte y distribución.

Como almacenamiento a baja presión de Hidrógeno, propondremos un depósito vertical u horizontal, dependiendo del espacio disponible, sobre el cual el electrolizador irá vertiendo el hidrógeno producido.

Se propone en una primera instancia el siguiente tanque de almacenamiento:

- Modelo LSP150H/ESP
- Presión de trabajo: 35 bar

- Temperatura de trabajo: ambiente
- Espesor virolas y fondos s/código CODAP y directiva 2014/68 UE
- Grado de radiografiado 100%
- Depósito distensionado térmicamente
- Capacidad (volumen de agua): 151 m³
- Diámetro: 3.000 mm
- Longitud: 22.700 mm

Con este tipo de tanques puede almacenarse hasta 400 kg de hidrógeno.

1.7 Contribución al Cambio Climático y datos técnicos:

CONTRIBUCIÓN DE LA INSTALACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO

La producción de hidrógeno verde de 5.811 toneladas anuales equivale a una energía total de 193,68 TWh (16.650 ktep/año) que reemplazará parte del suministro de gas natural. Esto evitará el uso de 13,93 toneladas de gas natural con unas emisiones directas evitadas de 38,31 t CO₂ eq/año (Fuente propia).

La planta de electrólisis requerirá un aporte eléctrico anual de 345,6 GWh/año, del cual 112 GWh serán aportados inicialmente por la planta solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora y el resto de la energía procederá de otras fuentes de energías renovables.

El factor de emisión del consumo de electricidad es de 0,150 kg CO₂/kWh (Fuente: Herramienta de cálculo de GEH versión 2021 del MITECO). De acuerdo a esto se dejan de emitir a la atmósfera con la instalación solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora 16.800 t CO₂ eq/año.

$$\text{Kg CO}_2: 0,150 * 112.000.000$$

Además, el proceso de generación de hidrógeno a partir de la electrólisis de agua en sustitución del proceso de generación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, generalmente mediante la gasificación del carbón, supone una reducción de aporte a la atmósfera de aproximadamente 37,5 kg/kg H₂ producido (Fuente: "La revolución del hidrógeno verde: impacto y perspectivas de futuro", 15 de abril de 2021, Parque Científico UMH, Autora Ingeniera Maribel Rodriguez). Esto supondría una reducción total de aporte a la atmósfera de 217,9 t CO₂ eq/año.

A estas cantidades podemos añadir las emisiones reducidas por el consumo de electricidad de red con certificado de origen renovable (233,6 GWh/año) que serían, en base al factor de emisión aportado por el MITECO, de 35.040 t CO₂ eq/año.

De manera directa e indirecta nuestro proyecto aporta al cambio climático una reducción de emisiones de GEI a la atmósfera de aproximadamente 52.096,22 t CO2 eq/año.

Considerando también el factor de emisión de GEI de la planta solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil (0,048 kg CO2 eq/kWh. Fuente: IPPC 2014) el balance total de aporte al cambio climático es de - 46.720,22 t CO2 eq/año.

Electrolizador y DoP

LOCALIZACIÓN	Granja de Moreruela (Zamora)
POTENCIA HIDRÓLISIS	2x20 MVA
POTENCIA INSTALADA (Hidrólisis+Auxiliares)	45 MVA
TIPO DE INSTALACIÓN	Interior
SUBESTACIÓN DONDE CONECTA	Pendiente de punto de conexión
TECNOLOGÍA	PEM
PRODUCCIÓN HORARIA H2	663,4 kg/h
PRODUCCIÓN HORARIA O2	331,7 kg/h
PRESIÓN DE PRODUCCIÓN	Presión atmosférica
CONSUMO DE AGUA BRUTA	89.000 m3/año
GRADO DE PUREZA DEL H2	99,999%
CONSUMO DE AGUA TRATADA	58.200 m3/año
CANTIDAD DE AGUA DE DESCARTE	30.800 m3/año
CONDUCTIVIDAD MÁXIMA DEL AGUA	1 µS
BOMBA EXTRACCIÓN AGUA	Por definir
TRATAMIENTO DE AGUA	Osmosis inversa
ALMACENAMIENTO	Tanques de 400 kg a 35 bar
COMPRESOR ALMACENAMIENTO	> 30 bar
COMPRESIÓN INYECCIÓN	72-80 bar
TIPO DE SUELO NECESARIO	Industrial
CLASIFICACIÓN	Industria química

El oxígeno generado por la planta a nivel anual es de 2.786 Tonelas con una alta pureza, calidad hospitalaria, en principio este oxígeno será liberado a la atmósfera pero también se puede tratra como un sub-producto de la planta el cual se puede almacena y posteriormente comercializar.

1.8 Clasificación de la actividad

La actividad principal que se va a desarrollar en la instalación es la catalogada en función de la Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE 2059 como Fabricación de otros productos químicos n.c.o.p por tratarse de una instalación generadora de hidrógeno a partir de agua y energía

eléctrica renovable, cuyo origen principal será la instalación fotovoltaica de autoconsumo asociada a la planta y otra parte será mediante PPA con origen renovable garantizado.

1.9 Actividad

El proceso de producción se especifica y puede verse con detenimiento en los diversos apartados, donde se utilizará un autoconsumo fotovoltaico, así como apoyo de la red eléctrica, para generar hidrógeno verde a partir de agua. Este hidrógeno se almacenará temporalmente en las proximidades de la planta de electrólisis hasta su destino final, que será su distribución mediante camiones a consumidores de hidrógeno verde –electrolineras para su uso en transporte o en industrias para procesos o calor- y para su inyección en la red de distribución y transporte de gas natural. Se trata de una actividad destinada a la transformación energética mediante una planta fotovoltaica de autoconsumo y el consumo de electricidad verde –mediante certificados de origen. Esto redonda en el concepto de economía circular y transformar la energía eléctrica en un vector energético verde, como hidrógeno.

Los principales servicios que se prestarán serán los complementarios a la actividad industrial.

- Logística de carga-descarga de vehículos adaptados para el transporte de hidrógeno verde hasta los consumos en industrias y hidrogeneras.
- Oficinas administrativas para la gestión energética de la planta, monitorizando el autoconsumo fotovoltaico y el consumo energético de los electrolizadores.
- Seguridad de la planta de generación de Hidrógeno, así como de la planta fotovoltaica.

1.10 Instalación de aguas

El abastecimiento de agua para la alimentación de los electrolizadores y los usos básicos de la planta de electrólisis y su autoconsumo asociado proveerá de pozos ubicados en la parcela de la planta de hidrógeno y deberá ser una concesión de agua de uso industrial. Dicha concesión se deberá gestionar en la Confederación hidrográfica correspondiente como una nueva concesión o cambio de uso de la existente, cada proyecto será un caso particular a analizar. También existe la posibilidad de que el suministro de agua se realice a través de las empresas distribuidoras de agua local, si el proyecto se encuentra cerca de la red de suministro o en un polígono industrial. El agua a utilizar se almacenará a fin de que el proceso de electólisis tenga un caudal constante de alimentación.

Tipo de Agua	m ³ /año
--------------	---------------------

Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

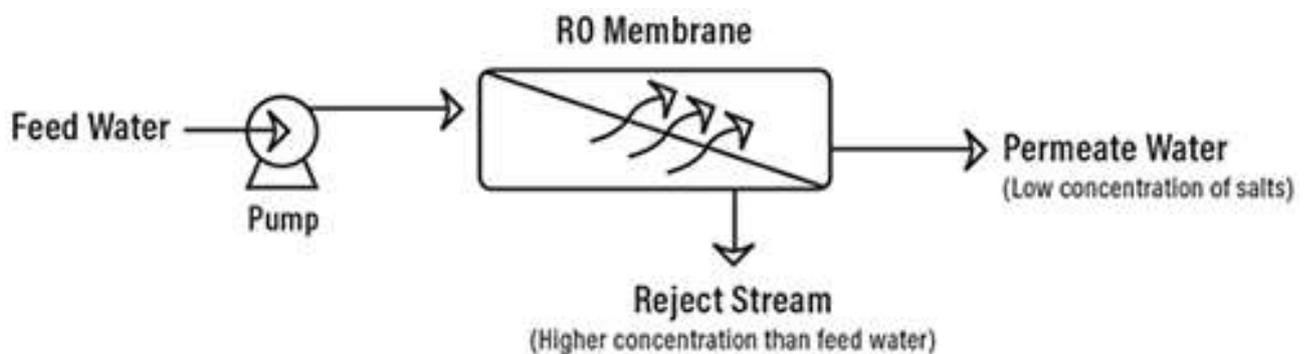
Cantidad de agua anual utilizada

El agua es una de las dos materias primas de la generación de hidrógeno, la misma sufrirá un proceso de ósmosis inversa para llevar agua desmineralizada al electrolizador. La ósmosis inversa (RO) es muy eficaz en el tratamiento de agua salobre, superficial y subterránea. Es una técnica adecuada para instalaciones de caudales grandes y pequeños. Para cada proyecto habrá un diseño particular dependiendo de la calidad de agua a utilizar.

Etapas del proceso de ósmosis inversa

La ósmosis inversa es un proceso de tratamiento de agua que elimina los contaminantes del agua mediante el uso de presión para forzar las moléculas de agua a través de una membrana semipermeable.

Durante este proceso, los contaminantes se filtran y eliminan. Esto permite dejar un agua potable, limpia y deliciosa. La ósmosis inversa es capaz de eliminar hasta el 99 por ciento de 65 contaminantes diferentes, incluidos plomo, fluoruro, cloro, y sales disueltas.



Funcionamiento del proceso de ósmosis.

En un proceso de ósmosis inversa convencional, encontramos cuatro etapas:

- Filtración de sedimentos
- Filtración de carbón
- Membrana de ósmosis inversa
- Filtración de afino

Filtración de sedimentos

Esta etapa de prefiltro está diseñada para filtrar sedimentos, limo y suciedad. Es especialmente importante porque el filtro de sedimentos evita que la suciedad llegue a las delicadas membranas de

ósmosis inversa. La suciedad puede dañar gravemente las membranas y detener el proceso de ósmosis inversa.

Filtración de carbón

El filtro de carbón está diseñado para eliminar el cloro y otros contaminantes. Este tipo de contaminantes afectan el rendimiento y la vida útil de la membrana de ósmosis inversa.

Membrana de ósmosis inversa

La membrana de ósmosis inversa semipermeable está diseñada para permitir el paso del agua, pero filtrar casi todos los contaminantes adicionales.

Es la etapa clave en el proceso de ósmosis inversa. El agua debe atravesar la membrana con la presión adecuada para no dañar las costosas membranas. El agua sin sales atraviesa la membrana, a la vez que las sales concentradas quedan retenidas y se evacuaran por el conducto diseñado para ello.

Filtración de afino

En un sistema de ósmosis inversa de cuatro etapas, un post-filtro final (filtro de carbón) dando un nivel de purificación mayor.

Este sistema funciona mediante el uso de una bomba de alta presión para aumentar la presión en el lado de la sal del sistema RO y forzar el agua a través de la membrana semipermeable, dejando casi todas (alrededor del 95% al 99%) de las sales disueltas en el agua de rechazo. La cantidad de presión requerida depende de la concentración de sal del agua de alimentación. Cuanto más concentrada es el agua de alimentación, más presión se requiere para superar la presión osmótica. El agua desalinizada que está desmineralizada o desionizada se denomina agua de permeado (agua tratada). La corriente de agua que transporta los contaminantes concentrados que no pasaron a través de la membrana del sistema de ósmosis se denomina corriente de rechazo (agua de descarte).

A medida que el agua de alimentación ingresa a la membrana de RO bajo presión (presión suficiente para superar la presión osmótica), las moléculas de agua pasan a través de la membrana semipermeable y las sales y otros contaminantes no pueden pasar y se descargan a través de la corriente de rechazo.

Para aprovechar al máximo este recurso, esta agua de desacrete será tratada en una segunda etapa de ósmosis para que, por lo menos, el 50 % de la misma sea re inyectada al primer circuito de ósmosis y el otro 50% será volcado, previo tratamiento por una planta de depuración, con la calidad requerida por la Confederación Hidrográfica, al punto de vertido gestionado y asignado por dicho organismo.

En el momento de diseño de la planta depuradora y del sistema de vertido, se tendrá en cuenta una arqueta de control para poder tomar muestras de las aguas de vertido para su análisis y control.

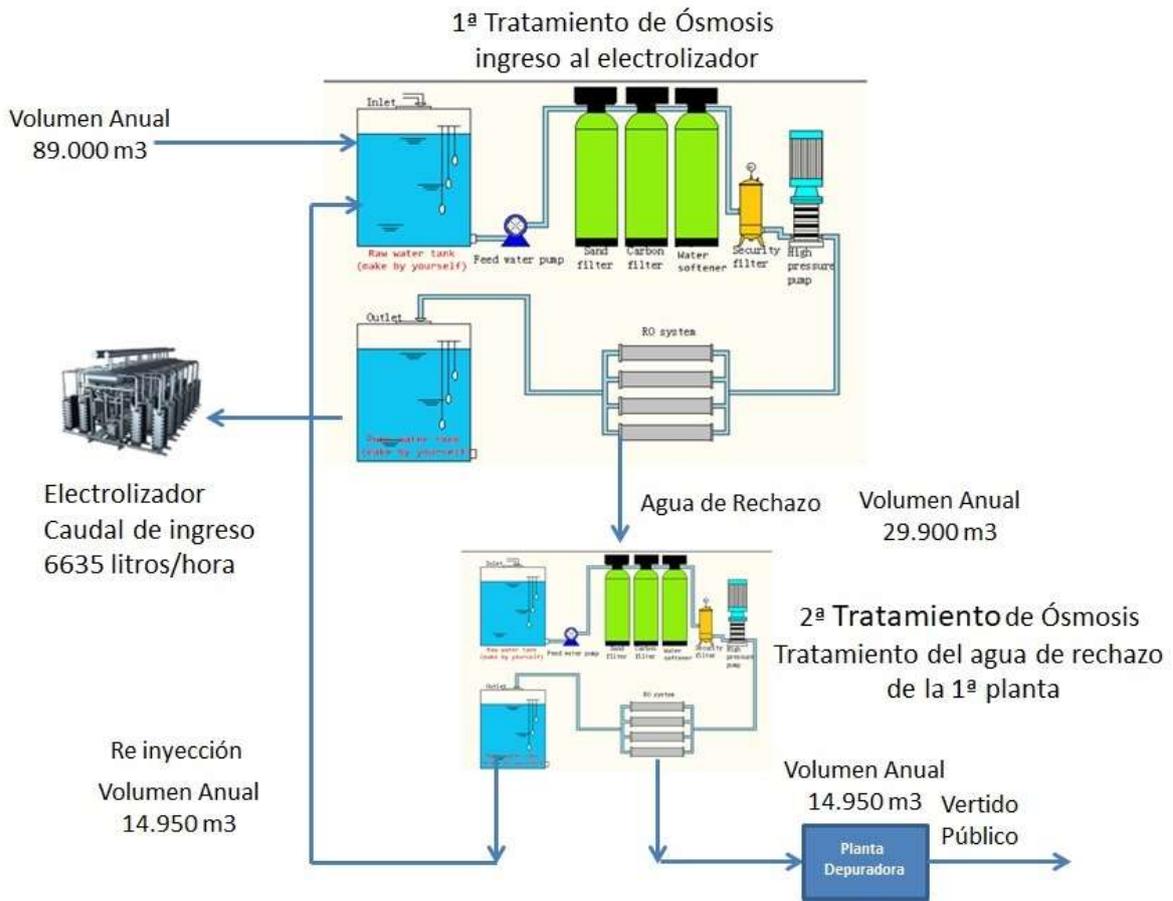
La ósmosis inversa es capaz de eliminar hasta el 99% de las sales (iones) disueltas, partículas, coloides, orgánicos, y bacterias. Una membrana de ósmosis inversa rechaza los contaminantes según su tamaño y carga. Cualquier contaminante que tenga un peso molecular superior a 200 probablemente sea

rechazado por un proceso de ósmosis inversa que funcione adecuadamente. Para establecer una referencia, una molécula de agua tiene un peso molecular de 18.

Asimismo, cuanto mayor sea la carga iónica del contaminante, es más probable que no pueda atravesar la membrana de ósmosis inversa. Por ejemplo, un ion de sodio tiene una sola carga, es decir, es monovalente. Por eso, la membrana del sistema no la retiene. Esto también pasa con el ion de calcio, que es bivalente, es decir, que tiene dos cargas.



Planta industrial de ósmosis.



Sistema de tratamiento de aguas de la Planta de Hidrógeno.

1.11 Instalación de saneamiento y evacuación de aguas (HS-5)

El edificio a construir se dotará de las instalaciones necesarias para la evacuación de aguas. Se desarrollará un sistema para el aprovechamiento de las aguas de deshecho del proceso de desionización del agua de alimentación de los electrolizadores y una instalación de saneamiento de las aguas fecales y pluviales generadas en la instalación.

En base a esto se desarrollan los siguientes condicionantes:

- Evacuación de aguas fluviales y pluviales a la red de saneamiento, si existiere, o a un depósito estanco que será vaciado periódicamente.
- Evacuación de aguas de deshecho del proceso de desionización que tratará de reutilizarse para riego de los cultivos cercanos, existiendo la posibilidad de tratarse para su inyección en la red de agua potable más cercana.
- Cuando al saneamiento se viertan aguas con gran contenido de fangos o grasas, se interpondrá antes de una arqueta general un separador de grasas o fangos.
- Se proveerá a la red de un equipo de bombeo si el nivel de desagüe está en una cota superior al nivel inferior de la red de saneamiento.

- Se evitarán encuentros y cambios bruscos de dirección para 25 cm y los encuentros se harán según ángulo de 45°.
- La red de desagüe será de PVC corrugado de doble capa.
- El dimensionamiento se hará de acuerdo al CTE DB-HS 5.

1.11.1 Elementos principales de la instalación y características básicas

Cierres hidráulicos

Los cierres hidráulicos serán arquetas sifónicas, situadas en los encuentros de los conductos enterrados de aguas pluviales y fecales.

Los cierres hidráulicos tendrán las siguientes características:

- A) Serán autolimpiables, de tal forma que el agua que los atraviese arrastre los sólidos en suspensión.
- B) Sus superficies interiores no retendrán materias sólidas.
- C) No dispondrán de partes móviles que impidan su correcto funcionamiento
- D) Serán registros accesibles y de fácil limpieza
- E) La altura mínima de cierre hidráulico será de 70 mm ya que se prevé un uso discontinuo. En caso de que exista una diferencia de diámetros de los desagües, el tamaño aumentará en el sentido del flujo.
- F) Los cierres hidráulicos se instalarán lo más cerca posible de las válvulas de desagüe del aparato, limitando así la longitud de tubo sucio sin protección hacia el ambiente.
- G) El desagüe de fregadero y lavamanos se realizará con un sifón individual previo a la arqueta sifónica.

Colectores enterrados

- Los tubos se dispondrán en zanjas de dimensiones adecuadas, situados por debajo de la red de distribución de agua potable.
- Tendrá una pendiente mínima de 2%
- Se dispondrán registros de tal manera que los tramos entre los contiguos no superen 15m.

Elementos de conexión entre Colectores

A la hora de unir colectores se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- En redes enterradas la unión entre las redes vertical y horizontal y en ésta, entre sus encuentros y derivaciones, se realizará con arquetas dispuestas sobre cimiento de hormigón, con tapa practicable. A cada cara de la arqueta solamente acometerá un colector.
- Los elementos de conexión tendrán las siguientes características:
- Las arquetas de paso acometerán como máximo tres colectores.
 - Las arquetas de registro dispondrán de tapa accesible y practicable
 - En caso de llegada al pozo general del edificio de más de un colector se dispondrá de una arqueta de trasdós.
 - No se prevé una cantidad excesiva de grasa, por lo que no será necesario la instalación de un separador.

Previo a cada una de las acometidas se dispondrá de un pozo general previo a la acometida al sistema de alcantarillado.

- Como la diferencia entre la cota del extremo final de la instalación y la del punto de acometida se prevé menor que 1 m, no se dispondrá de un pozo de resalto como elemento de conexión de la red interior de evacuación y de la red exterior de alcantarillado o los sistemas de depuración.
- Los registros para limpieza de colectores se situarán en cada encuentro y cambio de dirección e intercalados en tramos rectos.

Arquetas

Independientemente de la profundidad de la arqueta, las dimensiones mínimas necesarias dependerán del diámetro del colector de salida de acuerdo con la siguiente tabla:

Diámetro colector	Longitud	Anchura
mm	mm	mm
100	400	400
150	500	500
200	600	600
250	600	700
350	700	800
400	800	800
450	800	900
500	900	900

Sistema de bombeo y elevación

No procede inicialmente.

1.11.2 Red de evacuación de aguas residuales

Esta red se diseñará a partir de los caudales de desagüe de cada uno de los equipos y teniendo en cuenta las indicaciones del Código Técnico de la Edificación, documento básico HS de salubridad HS-5. Estas aguas residuales serán tratadas para su posterior reutilización en el proceso de electrólisis o para ser vertidas a la cuenca del arroyo existente cercano a la planta de generación de hidrógeno.

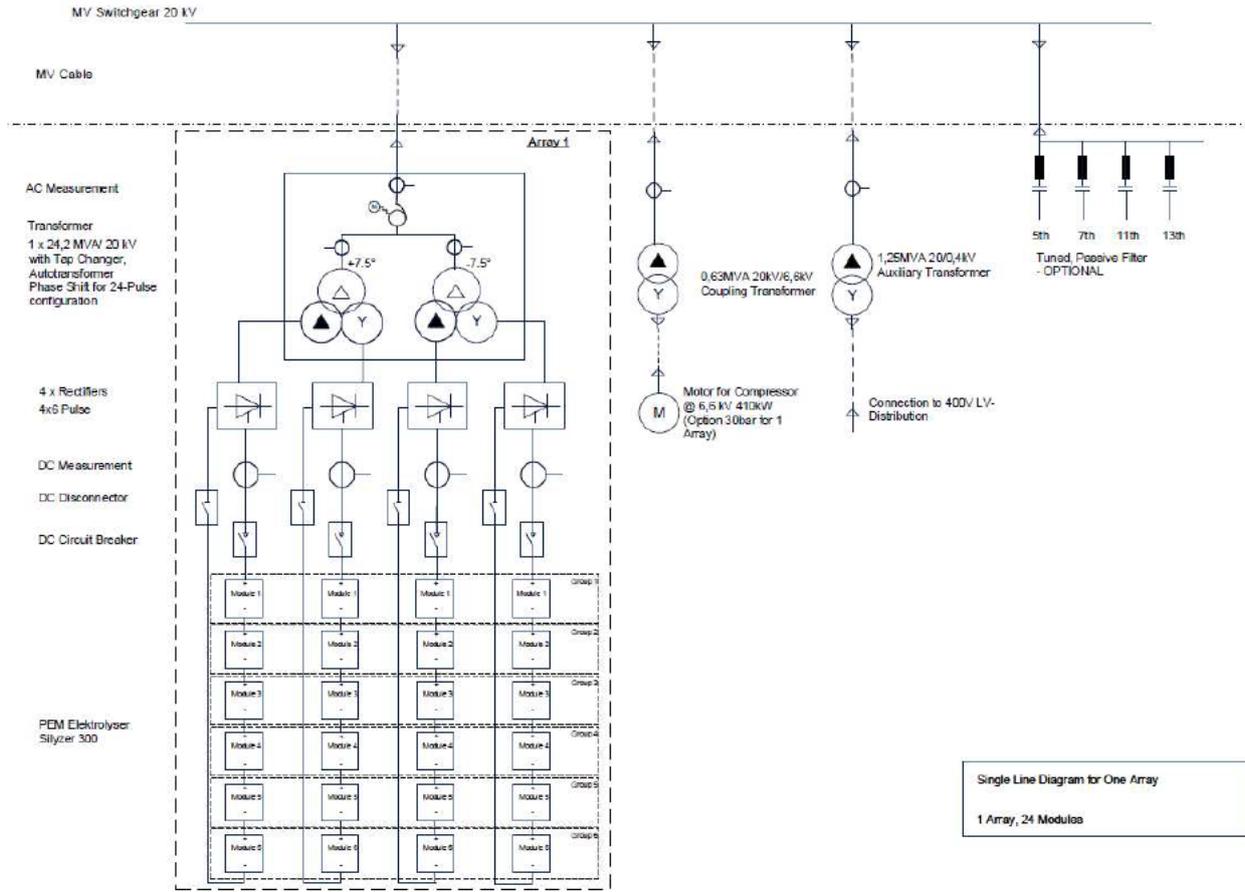
1.12 Instalación eléctrica de media tensión

El punto de conexión con la red eléctrica se producirá en la SET MORERUELA 30/132 kV, en el parque de media tensión de 30 kV, de donde saldrán dos líneas de MT que abastecerán a los dos electrolizadores previstos así como los servicios auxiliares.

La potencia prevista para cada línea será de hasta 25 MVA.

La potencia prevista para cada línea y transformador se ha calculado sumando las potencias previstas de consumo, siendo la mayor carga la de los electrolizadores, y añadiendo además los consumos auxiliares y la etapa de compresión y purificación del gas de salida.

Se instalará un centro de transformación, en un edificio interior junto a la planta electrolizadora, tal y como puede verse en el apartado de planos. Se instalarán varios transformadores tal y como se ve en el esquema unifilar, existiendo un transformador de 24,2 MVA con doble devanado en alta tensión y con salidas en baja tensión preparadas para la alimentación de 4 rectificadores de pulso por cada electrolizador. Además se incorporarán un transformador para alimentar el motor del compresor e incluso un transformador de 1,25 MVA para los servicios auxiliares de la instalación.



El centro de transformación estará alimentado por dos líneas subterráneas que partirán de la SET MORERUELA. Discurrirá de manera subterránea por toda la planta de autoconsumo –que conectará también en la SET.

En la siguiente tabla resumen se pueden ver las dos líneas de media tensión prevista, con una sección de hasta 630 mm² en cable RH5Z1 18/30 kV de aluminio con pantalla de aluminio, o en su defecto en cable RHZ1 18/30 kV de aluminio con pantalla de cobre

LÍNEAS		2		U (kV)									30
CONDUCTOR		RH5Z1 18/30 Al (UNIP)		cosφ									0,9
Icc (kA)		10,00		tcc (s)									1
TUBO φ (mm)		200		ΔUmax %									3,00%
Res. Term terr (K·m/W)		1,5		Ttrabajo (°C)									90
NUDO ORIGEN	NUDO DESTINO	LONG (m)	S (kVA)	Icálculo (A)	SECCIÓN (mm ²)	Icc-adm (kA)	Iadm (A)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔU %	ΔUacum %		
SET	ELEC 1	1000	25.000	535	630	37,6	640	0,105	0,101	0,58%	0,58%	L1	
SET	ELEC 2	1000	25.000	535	630	37,6	640	0,105	0,101	0,58%	0,58%	L2	

1.12.1 Línea de Media Tensión

El nivel de aislamiento nominal de la red de M.T. quedará definido de la siguiente forma:

- Tensión más elevada para el material 36 kV
- Tensión soportada a los impulsos tipo rayo 170 kV cresta
- Tensión soportada nominal a frecuencia industrial 70 kV eficaces.

Tabla 1

Tensión mas elevada para el material (Um)	Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo		Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial
kV eficaces	Lista1	Lista2	kV eficaces
	kV cresta		
3.6	20	40	10
7.2	40	60	20
12	60	75	28
17.5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

1.12.2 Materiales

Los conductores serán tipo terna de cables unipolares de aluminio homogéneo con secciones normalizadas de 150 mm², 240 mm², 300 mm², 400 mm² o 630 mm² de 18/30 kV, RH5Z1. Las pantallas de los cables serán conectadas a tierra en todos los puntos accesibles a una toma de tierra que cumpla las condiciones técnicas especificadas en los reglamentos en vigor. En ciertos casos especiales será necesario conectar a también las pantallas a tierra en los empalmes.

Los accesorios estarán constituidos por materiales premoldeados o termorretráctiles u otro sistema de eficacia equivalente. No se admitirán accesorios basados en encintados. Solamente se admitirán cintas en operaciones de relleno y de obturación, nunca en misiones de aislamiento o de cubierta.

1.12.3 Ejecución

La instalación de las líneas subterráneas de distribución se hará sobre terrenos de dominio público, o bien en terrenos privados, en zonas perfectamente delimitadas, con servidumbre garantizada sobre los que pueda fácilmente documentarse la servidumbre que adopten tanto las líneas como el personal que haya de manipularlas en su montaje y explotación, no permitiéndose líneas por patios interiores, garajes, parcelas cerradas, etc. Siempre que sea posible, discurrirán bajo las aceras. El trazado será lo más rectilíneo posible y a poder ser paralelo a referencias fijas como líneas en fachada y bordillos. Asimismo, deberán tenerse en cuenta los radios de curvatura mínimos de los cables, a respetar en los cambios de dirección.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto en el proyecto.

Los conductores irán bajo de polietileno de 200 mm de diámetro nominal. Se suministrarán en barras rígidas de 6 m de longitud incorporando un manguito de unión en uno de los extremos.

En los cruces bajo calzada se instalará un tubo adicional como reserva y se construirá sobre ellos un dado de hormigón. También se dispondrá de un tubo de reserva en las zonas en que se prevea una posible futura ampliación de la red.

La profundidad mínima de la canalización será de 0,70 m bajo acera o terreno del PSF y 0,80 m en calzada, medido desde la parte superior del tubo. Se colocará encima de los cables una protección mecánica consistente en una placa de polietileno para protección de cables, y asimismo una cinta de señalización que advierta de la existencia de cables eléctricos por debajo de ella. Solamente en el caso de canalizaciones entubadas bajo dado de hormigón se prescindirá de la instalación de la placa de protección de cables.

Será necesaria la construcción de arquetas en todos los cambios de dirección de los tubos y en alineaciones superiores a 50 m, de forma que ésta sea la máxima distancia entre arquetas; así como en empalmes de nueva ejecución. Los marcos y tapas para arquetas cumplirán con la Norma ONSE 01.01-14. En todo caso, las tapas de fundición serán de Clase D400 para su colocación en calzadas y caminos públicos y de B250 para las ubicadas en el PSF y fuera del tránsito de vehículos pesados. Se instalarán arquetas tipo A2 en los cambios de dirección e intercaladas entre las de tipo A1.

Se evitará la construcción de arquetas donde exista tráfico rodado; pero cuando no haya más remedio, se colocarán tapas de fundición. Igualmente se colocarán tapas de fundición en aquellos lugares en que las Ordenanzas Municipales así lo obliguen.

Cuando fuera estrictamente necesario, podrá admitirse una profundidad menor a la indicada anteriormente en este mismo apartado, siempre que se dispongan canalizaciones entubadas especialmente protegidas; teniendo en cuenta, además, las distancias que deben guardarse reglamentariamente a otras canalizaciones.

En los casos en que los cables no puedan ir en zanjas y puedan ser accesibles a personal no especializado, cada terna de cables se instalará bajo tubo de acero galvanizado con grado de protección IK 09 según UNE 50102, que deberá estar puesto a tierra.

Cuando discurren por las zonas solo accesibles al personal especializado, los conductores podrán instalarse sobre bandejas, o en canales construidos al efecto.

Dada la trascendencia que ello tiene para la integridad de los cables, la manipulación y el tendido de los mismos se realizará con especial cuidado para evitar daños que pueden resultar desastrosos en la explotación y calidad de servicio, debiendo seguirse cuidadosamente las "Instrucciones para el Tendido de Cables en Líneas Subterráneas de MT" (documento ENDESA DMD002).

En cruzamientos, proximidades y paralelismos de mantendrá una distancia de 0.20 m en proyección horizontal de la canalización en Baja Tensión con canalizaciones de agua, gas y telecomunicaciones. La canalización de agua quedará por debajo del nivel eléctrico.

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados. La profundidad hasta la parte superior del tubo más próximo a la superficie en el cruzamiento no será inferior a 0,60 m. Los tubos

serán normalizados según el apartado 2.1.2 y estarán hormigonados en todo su recorrido. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular a la calzada.

1.12.4 Maniobras

A fin de poder realizar las maniobras necesarias en relación con los telemandos, automatismos e interruptores automáticos, toda salida y/o entrada de cable aislado desde un centro de transformación o de seccionamiento, debe partir/llegar de una celda de línea, que cumplirá las Normas ENDESA FND002 ó FND003, según corresponda.

1.12.5 Pruebas de las líneas subterráneas de media tensión

Antes de su incorporación a la red, las líneas subterráneas de Media Tensión, deberán ser probadas según el procedimiento vigente.

1.12.6 Centro de transformación

1.12.6.1 Características generales del centro de transformación

Los tipos generales de equipos de media tensión empleados en este proyecto son SIEMENS: Celdas modulares de aislamiento y corte en gas, extensibles "in situ" a derecha e izquierda, sin necesidad de reponer gas.

Potencia unitaria de cada transformación y potencia total en kVA.

- Potencia del transformador Electrolizador 1: 24.200 kVA.
- Potencia del transformador Electrolizador 2: 24.200 kVA.
- Potencia del transformador de servicios auxiliares: 1.250 kVA.
- Potencia del transformador de acople al motor de compresión: 630 kVA

Tipo de refrigeración: Aceite

1.12.7 Programa de necesidades y potencia instalada en kVA.

Se precisa la alimentación de energía, procedente de la SET, a una tensión de servicio de 30 kV, con una potencia máxima simultánea de 50 MVA (en el punto de consumo) con un factor de potencia variable pero estimado máximo de 0,96 para lo que se instalará una batería de condensadores en caso de ser necesario.

El centro de transformación será interior y estará formado por las celdas de media tensión y los transformadores, que dispondrán de un sistema de recogida de aceite (cuba).

1.12.8 Instalación eléctrica

1.12.8.1 Características de la red de salida de media tensión

La red de salida en media tensión que alimenta el centro de transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 30 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, una frecuencia de 50 Hz. La potencia de cortocircuito en el punto de acometida, según los datos calculados en el apartado correspondiente y los datos suministrados por la compañía suministradora es de 13,83 kA. Se tomarán como datos de cálculo 500 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 14,4 kVA eficaces, más desfavorable.

CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS TIPOS DE APARAMENTA EMPLEADOS EN LA INSTALACIÓN

- Celdas:

Sistema de celdas de Media Tensión modulares bajo envolvente metálica de aislamiento integral en gas SF₆ de acuerdo a la normativa UNE-EN 62271-200 para instalación interior, clase -5 °C según IEC 62271-1, hasta una altitud de 2000 m sobre el nivel del mar sin mantenimiento con las siguientes características generales estándar:

- Construcción:

Cuba de acero inoxidable de sistema de presión sellado, según IEC 62271-1, conteniendo los elementos del circuito principal sin necesidad de reposición de gas durante 30 años.

3 Divisores capacitivos de 36 kV.

Bridas de sujeción de cables de Media Tensión diseñadas para sujeción de cables unipolares de hasta 630 mm² y para soportar los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito.

Alta resistencia a la corrosión, soportando 150 h de niebla salina en el mecanismo de maniobra según norma ISO 7253.

- Seguridad:

Enclavamientos propios que no permiten acceder al compartimento de cables hasta haber conectado la puesta de tierra, ni maniobrar el equipo con la tapa del compartimento de cables retirada. Del mismo modo, el interruptor y el seccionador de puesta a tierra no pueden estar conectados simultáneamente.

Enclavamientos por candado independientes para los ejes de maniobra del interruptor y de seccionador de puesta a tierra, no pudiéndose retirar la tapa del compartimento de mecanismo de maniobras con los candados colocados.

Posibilidad de instalación de enclavamientos por cerradura independientes en los ejes de interruptor y de seccionador de puesta a tierra.

Inundabilidad: equipo preparado para mantener servicio en el bucle de Media Tensión en caso de una eventual inundación de la instalación soportando ensayo de 3 m de columna de agua durante 24 h.

Grados de Protección:

- Celda / Mecanismos de Maniobra: IP 2XD según EN 60529

- Cuba: IP X7 según EN 60529

- Protección a impactos en:

- cubiertas metálicas: IK 08 según EN 5010

- cuba: IK 09 según EN 5010

- Conexión de cables

La conexión de cables se realiza desde la parte frontal mediante unos pasatapas estándar.

- Enclavamientos

La función de los enclavamientos incluidos en todas las celdas ABB es que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

-Características eléctricas

Las características eléctricas generales de las celdas ABB son las siguientes:

Tensión nominal

Nivel de aislamiento 36 kV

Frecuencia industrial (1 min)

A tierra y entre fases 70 kV

A la distancia de seccionamiento 80 kV

Impulso tipo rayo

A tierra y entre fases 145 kV

A la distancia de seccionamiento 170 kV

1.12.8.2 Seccionamiento de líneas

Las líneas eléctricas serán seccionables desde la celda de línea que sale de la SET MORERUELA. En el tramo hacia los transformadores la línea será seccionable en las celdas de entrada y salida del centro de transformación.

1.12.8.3 Protecciones contra contactos directos

Para evitar los contactos directos se realizará una línea enterrada, por medio de una zanja con protección de arena, donde los conductores van dentro de protecciones tubulares de 200 mm de diámetros y, además, estos están protegidos por un aislante y con una cobertura. En los cruzamientos con caminos o en aquellas zonas donde hayan de soportar un estrés o carga algo superior a la estimada se hormigonarán los tubos, para garantizar el buen servicio de los mismos.

1.13 Zona ATEX

Al tratarse de una zona considerada como atmósfera explosiva por la presencia de hidrógeno, que puede almacenarse y reaccionar con el aire a presión y temperaturas normales, han de considerarse algunos aspectos adicionales. El procedimiento para alcanzar un nivel de seguridad aceptable se fundamenta en el empleo de equipamiento construido y seleccionado de acuerdo a ciertas reglas así como a la adopción de medidas de seguridad especiales de instalación, inspección, mantenimiento y reparación, en relación con la acotación del riesgo de presencia de atmósfera explosiva mediante una clasificación de los emplazamientos en los que se pueden producir atmósferas explosivas.

La instalación atenderá a las zonas ATEX según la directiva 99/92/CE que exige un análisis de riesgos en todo el procedimiento industrial y allá donde se identifique un riesgo de explosión, definiendo y señalando físicamente las zonas y clasificando la instalación según los organismos gubernamentales.

Según la clasificación en que se incluye el emplazamiento, es necesario recurrir a un tipo determinado de medidas constructivas de los equipos, de instalación, supervisión o intervención, como se detalle en la presente instrucción y normas que en ella se citan.

Adicionalmente, es preciso llevar a cabo la explotación, conservación y mantenimiento de la instalación y sus componentes, dentro de los límites estrictos, para que las condiciones de seguridad no se vean comprometidas durante su vida útil.

El emplazamiento se considera como Clase I, que comprende los emplazamientos en los que hay o puede haber gases, vapores o nieblas en cantidad suficiente para producir atmósferas explosivas o inflamables. Y como subzona de tipo dos, al tratarse de una zona en la que no se espera contar, en

condiciones normales de funcionamiento, con la formación de atmósfera explosiva y en la que en caso de formarse será de manera espacial y temporal breves.

Para ello se seguirá también la norma UNE-EN 60079-10 donde se recogen reglas precisas para establecer estas zonas de emplazamiento. Esto limita y obliga a que todos los equipos eléctricos han de ser de la categoría 3 según la tabla 1 del REBT, ITC-BT-29 que regula estos establecimientos, así como normas asociadas a esta.

En cuanto al cableado se garantizará la correcta entrada de los calbes y tubos a los aparatos, cerrando aquellas entradas/salidas que no sean usadas. La intensidad admisible habrá de reducirse en un 15% respecto de al valor correspondiente a una instalación convencional y todos los cables de longitud igual o superior a 5m estarán protegidos contra sobrecargas y cortocircuitos, tendiéndose en cuenta para ello los valores de cálculos de intensidad admisible aminorada un 15 % para la sobrecarga y para el cortocircuito será el valor máximo de un defecto en el comienzo del cable y el valor mínimo correspondiente a un defecto bifásico y franco al final del cable.

En los puntos de transición de canalizaciones eléctricas de una zona a otra, o de un emplazamiento peligroso a otro no peligroso ha de impedirse el paso de gases, vapores o líquidos inflamables mediante el sellado de zanjas, tubos, bandejas, etc, así como una ventilación adecuada.

Y en cuanto a los conductos, tubos y canales protectores, cumplirán todos los requisitos numerados en el apartado 9.3 de la ITC-BT-29.

1.14 Normativa y Seguridad

1.14.1 Características del Gas

El fluido a fabricar será hidrógeno, que será posteriormente inyectado en el gasoducto de gas natural o almacenado para ser distribuido.

A continuación, y para facilitar la interpretación del documento, se incluyen diferentes tablas de características del hidrógeno, así como de equivalencia de las unidades energéticas que se manejará en el documento.

1. Densidad:	0,0899 kg/Nm ³ (gas) 0,0708 kg/l (liquido)
2.1. Poder calorífico inferior:	120 MJ/kg
2.2. Poder calorífico superior:	141,86 MJ/kg
3. Límites de explosión:	4,0 - 75,0 % (concentración de H ₂ en aire)
4. Límites de detonación:	18,3 - 59,0 % (concentración de H ₂ en aire)
5. Capacidad calorífica específica:	C _p =14,199 KJ/(kg·K) C _v =10,074 KJ/(kg·K)
6. Coeficiente de difusión:	0,61 cm ² /s

Tabla 1, principales propiedades del hidrógeno (Fuente: AeH2)

Presión (Bar)	1	50	100	150	200	250	300	350
Factor de compresión	1	1,032	1,065	1,089	1,132	1,166	1,201	1,236
Presión (Bar)	400	500	600	700	800	900	1000	
Factor de compresión	1,272	1,344	1,416	1,489	1,560	1,632	1,702	

Tabla 2, factor de compresibilidad del hidrógeno (Fuente: AeH2)

Masa H ₂ (kg)	↔	H ₂ gas (Nm ³)	↔	H ₂ liquido (litros)	↔	Energía (MJ)	↔	Energía (kW·h)
1	=	11,12	=	14,12	=	120	=	33,33
0,0899	=	1	=	1,270	=	10,8	=	3,00
0,0708	=	0,788	=	1	=	8,495	=	2,359
0,00833	=	0,0926	=	0,1177	=	1	=	0,278
0,0300	=	0,333	=	0,424	=	3,6	=	1

Tabla 3, Equivalencia hidrógeno – Energía (Fuente: AeH2)

Kg/h de H ₂	↔	Nm ³ /h de H ₂ gas	↔	litros/h de H ₂ líquido	↔	Potencia (kW)
1	=	11,12	=	14,12	=	33,33
0,0899	=	1	=	1,270	=	3,00
0,0708	=	0,788	=	1	=	2,359
0,00833	=	0,0926	=	0,1177	=	0,278
0,0300	=	0,333	=	0,424	=	1

Tabla 4, Equivalencia caudal de hidrógeno – potencia eléctrica (Fuente: AeH2)

A la hora de producir, manipular o aprovechar el hidrógeno gas, es necesario contar con unas medidas de seguridad acordes con sus propiedades y los riesgos que de ellas se derivan.

En condiciones normales encontraremos el hidrógeno en forma de gas, ya sea almacenado en tanques o botellas a presión y, excepcionalmente se emplea hidrógeno en estado líquido, a muy baja temperatura (alrededor de 253° bajo cero) o diluido en líquidos. Tanto en estado gaseoso, como líquido, el hidrógeno se caracteriza por su baja densidad, al ser la molécula más ligera. Su densidad en estado gaseoso es de 0,08987 gramos por litro y en estado líquido de 70 gramos/litro.

Estas dos propiedades implican que, en caso de verse liberado en una atmósfera, el hidrógeno gas se mezclará rápidamente con el aire presente en la misma y tomará una trayectoria ascendente, elevándose con gran velocidad y acumulándose en las zonas superiores si se trata de una estancia cerrada.

Además, es necesario hacer referencia a las características del hidrógeno en cuanto a inflamabilidad y explosividad, que suponen el principal riesgo de la manipulación de este gas.

El hidrógeno es inflamable en concentraciones que van desde el 4% al 75% de mezcla en aire. Si bien este rango es mucho más amplio que en otros combustibles típicos, es necesario indicar que el límite inferior es muy superior al que presentan, por ejemplo, la gasolina (1%) o el butano (1,6%), lo que implica que es necesario una fuga de mucho mayor entidad para que se alcance la concentración mínima de hidrógeno inflamable. Además, la gran difusividad del hidrógeno dificulta su acumulación hasta dicho límite en entornos abiertos o ventilados, efecto que, por ejemplo, con el gas butano (más pesado que el aire) no ocurre.

En cuanto a la temperatura de autoignición (aquella a la que se inflama el gas, sin necesidad de chispa o punto caliente), para el hidrógeno se alcanza a los 571° C, temperatura muy superior a la de la gasolina

y el diésel, 247 y 210 ° C, respectivamente. Esto hace que, en ausencia de fuente de ignición, sea más complicado que una fuga de lugar a un incendio en el caso del hidrógeno.

Con respecto al riesgo de explosión, el rango de concentraciones en el que el hidrógeno puede detonar, se encuentra entre el 18,3 y el 59% en volumen. En esta ocasión, también el límite inferior (el más relevante puesto que, en caso de fuga, es el primero que se alcanzaría) es muy superior al de otras sustancias como, por ejemplo, el gas natural (4,5%) o los vapores de gasolina (1,1%). Además, es necesario señalar que la baja densidad en masa del hidrógeno, también supone una menor densidad energética en el caso de explosión, siendo menor la energía liberada (y por extensión los daños causados).

Finalmente, es necesario señalar que el hidrógeno es incoloro, inodoro, insípido y no tóxico, provocando efectos en el ser humano tan solo cuando su concentración es lo suficientemente alta como para producir efectos asfixiantes.

De igual forma, su llama es de un color azul pálido, casi invisible para el ojo humano y el único producto de la combustión es agua, por lo que no produce efectos dañinos sobre las personas o el medioambiente.

En resumen, puede concluirse que, si bien el hidrógeno gas, como combustible, presenta riesgos que requerirán unas medidas de seguridad específicas y adaptadas a sus particularidades, no presenta una especial peligrosidad con respecto a otros combustibles utilizados habitualmente en la industria, la automoción o incluso los hogares.

1.14.2 Medidas básicas de seguridad, prevención y control de riesgo.

Con respecto a los riesgos de ignición y explosión del hidrógeno, dada la relativamente baja energía que necesita una mezcla de hidrógeno/aire en la proporción adecuada para alcanzar los límites de inflamabilidad, la estrategia de seguridad será siempre evitar que se alcancen concentraciones potencialmente peligrosas.

Como medida fundamental, se debe utilizar el hidrógeno en espacios que cuenten con una ventilación que pueda evacuar rápidamente cualquier fuga de gas antes de que se alcancen los niveles mínimos de explosividad e inflamabilidad.

De manera preventiva, dadas las características del hidrógeno gas, que lo hacen difícilmente perceptible para las personas, es conveniente disponer de medios de detección.

Normalmente estos sistemas consisten en una serie de detectores conectados a una central de control que activa una sirena/señal luminosa e incluso puede poner en marcha automáticamente sistemas de venteo o extracción o inducir la parada segura de equipos que pudieran estar provocando la fuga de hidrógeno.

De igual forma, deberá tenerse en cuenta la carga de fuego que puede suponer el hidrógeno almacenado a la hora de diseñar las instalaciones de protección contra incendios, así como el efecto que el flujo del aire de los venteos de hidrógeno pueda tener, avivando o trasladando focos de llama.

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.

1.14.3 Formación de atmósferas explosivas (ATEX)

A modo de resumen y como recordatorio, en relación con la seguridad, es preciso tener en cuenta que el hidrógeno es más ligero que el aire y que es extremadamente inflamable, pudiendo haber explosión si la concentración de H₂ llega al 4% v.v y hay una fuente de ignición. Las características del hidrógeno gas se muestran en la Tabla 5.

Aspecto	Incoloro
Olor	Inodoro
Punto de ebullición [°C]	-253
Temperatura de autoignición [°C]	500
Densidad [kg/Nm ³]	0,0899
Límite Inferior de Explosividad [% v/v]	4,0
Límite Superior Explosividad [%v/v]	75
Condiciones a evitar	Fuentes de ignición / Exposición al aire
<p>· <i>Límite Inferior de Explosividad (LIE).</i>- Fracción volumétrica, expresada en porcentaje, de un gas o vapor inflamable en aire por debajo de la cual no se forma una atmósfera de gas explosiva.</p> <p>· <i>Límite Superior de Explosividad (LSE).</i>- Fracción volumétrica, expresada en porcentaje, de gas o vapor inflamable en aire por encima de la cual no se forma un atmósfera explosiva.</p>	

Tabla 5, características del hidrógeno.

Como definición, una atmósfera explosiva es una mezcla con aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que después de una ignición, la combustión se puede propagar hacia la mezcla no quemada (Directiva 2014/34/UE, traspuesta por el Real Decreto 144/2016). Para que se produzca una explosión deben coincidir la atmósfera explosiva y un foco de ignición. Respecto a la formación de atmósferas explosivas existe la siguiente normativa:

- Directiva 1999/92 CE, relativa a las disposiciones mínimas para la mejora de la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas.
- Directiva 2014/34/UE, sobre la armonización de las legislaciones de los Estados miembros en materia de aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.

Teniendo en cuenta las propiedades del hidrógeno, es preciso tener presentes algunas consideraciones cuando se trabaja con hidrógeno:

1. Determinar y evaluar los riesgos de explosión derivados de una atmósfera explosiva. Para ello hay que valorar:
 - o La probabilidad de formación de atmósferas explosivas y su duración.
 - o La probabilidad de la presencia y activación de fuentes de ignición.
 - o Las proporciones de los efectos previsibles.
2. Determinar las medidas a adoptar para garantizar el cumplimiento de los objetivos del R.D. 681/2003, de 12 de junio, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores expuestos a los riesgos derivados de atmósferas explosivas en el lugar de trabajo.
3. Clasificar las áreas en las que pueden formarse atmósferas explosivas en zonas, de conformidad con el Anexo I del R.D 681/2003. 4. Definir las áreas en las que será de aplicación los requisitos mínimos establecidos en el Anexo II del R.D. 681/2003.

Los tres principios fundamentales de la prevención y protección contra explosiones se basan en evitar las condiciones necesarias para que se produzca una explosión (coincidencia de una atmósfera explosiva y una fuente de ignición) y evitar sus efectos previsibles. De esta forma, dichos principios se pueden englobar dentro de técnicas de prevención y de protección:

- Técnicas de prevención o Evitar las atmósferas explosivas modificando la concentración de la sustancia inflamable o la concentración de oxígeno. o Evitar cualquier posible fuente de ignición efectiva.
- Técnicas de protección o Limitar los efectos de la explosión a un nivel aceptable.

O lo que es lo mismo, es necesario prevenir la formación de una atmósfera explosiva, evitar su ignición y mitigar los efectos de una posible explosión.

Algo muy importante a la hora de trabajar en una instalación con hidrógeno es realizar el cálculo de zonas ATEX.

Para este cálculo se toman como base las siguientes normas:

- UNE EN 60079-10-1 Clasificación de emplazamientos. Atmósferas explosivas gaseosas.
- UNE 202007:2006, Guía de aplicación de la norma UNE 60079-10.

Debiendo tener en consideración también todas las normas de la serie UNE-EN 60079, así como lo indicado en la ITC BT-029 "Prescripciones particulares para las instalaciones eléctricas de los locales con riesgo de incendio o explosión" del REBT.

1.14.4 Instalaciones

Para controlar los riesgos asociados con el uso del hidrógeno, es importante:

1. Tomar medidas para evitar una fuga de hidrógeno.
2. Evitar la acumulación de una atmósfera inflamable.
3. Controlar las posibles fuentes de ignición en aquellos puntos donde se puedan acumular atmósferas inflamables.
4. Utilizar una protección adecuada contra los peligros de incendio y explosión.

En la medida en que sea posible, las instalaciones de hidrógeno deberán ubicarse en espacios abiertos pero cuando esto no sea posible, la instalación se debe diseñar, operar y mantener de acuerdo con lo establecido en la normativa para instalaciones ubicadas en zonas interiores.

En cualquier caso, las instalaciones o equipos que contengan hidrógeno deben ubicarse en un área bien ventilada, ya sea mediante ventilación natural o ventilación forzada y se debe considerar la necesidad de separar los espacios que rodean la instalación de hidrógeno de otras áreas del edificio mediante barreras contra incendios, tal y como se establece en las diferentes reglamentaciones y considerando que todas las instalaciones deben cumplir con las normas de construcción y contra incendios que le sean de aplicación.

De forma general, las instalaciones de hidrógeno deben estar adecuadamente protegidas contra el acceso no autorizado. Además, deben estar ubicadas de manera que sea fácil el acceso de bomberos y de servicios de emergencia. La sala donde se encuentre debe estar equipada con sistema de detección de incendios y alarma. Debido a las propiedades del hidrógeno, tanto las instalaciones como las conducciones de hidrógeno, deben ubicarse, siempre que esto sea posible, por encima de las instalaciones y conducciones eléctricas, y siempre de forma separada de áreas en las que exista o es probable que exista almacenamiento de materiales combustibles, inflamables o peligrosos.

De igual forma, deberá tenerse en cuenta la carga de fuego que puede suponer la producción de hidrógeno y el hidrógeno almacenado a la hora de diseñar las instalaciones de protección contra incendios, así como el efecto que el flujo del aire de los venteos de hidrógeno pueda tener, avivando o trasladando focos de llama.

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.

A la actividad que nos ocupa le es de aplicación el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales RD 2267/2004. Igualmente se considera de aplicación la Instrucción técnica complementaria MIE APQ-1 del Reglamento de almacenamiento de productos químicos, aprobado por el Real Decreto 379/2001, de 6 de abril.

Un factor muy importante en la seguridad de instalaciones donde hay presencia de hidrógeno es la instalación de detección. El hidrógeno es un gas incoloro, inodoro e insípido, por lo que no puede ser apreciado por los sentidos humanos, por lo tanto, se deben proporcionar medios para detectar la presencia de hidrógeno en lugares donde puedan producirse fugas y/o acumulaciones.

Además, cuando se utiliza hidrógeno en espacios confinados, el uso de un sistema de detección de hidrógeno para la detección temprana de fugas es esencial para facilitar la activación de alarmas, operaciones de seguridad (como activación de extracción de aire) y, cuando sea necesario, la evacuación segura de las personas.

Actualmente, existen numerosos sensores/detectores de hidrógeno disponibles comercialmente, basados en diferentes tecnologías dependiendo de la aplicación final. La selección y uso del mejor sensor de hidrógeno para cada caso particular es el factor más importante para tener una instalación segura.

1.14.5 Almacenamiento

Es preciso destacar las medidas de seguridad a adoptar en los almacenamientos de hidrógeno.

Es recomendable que los sistemas de almacenamiento de hidrógeno se ubiquen en el exterior, intentado evitar temperaturas extremas (por debajo de -20°C y por encima de 50°C), además de contar con una soportación adecuada, con protección contra impactos accidentales.

Por otro lado, en lo que a sistemas de almacenamiento de hidrógeno se refiere, las medidas para prevenir cualquier fuga son prioritarias, minimizando todo lo posible la probabilidad de que ocurra. Para ello es recomendable que:

- El depósito de almacenamiento, las tuberías y las conexiones deben cumplir con la normativa que le sea de aplicación.
- Para el suministro de gases, es recomendable usar un almacenamiento estacionario en lugar de reemplazar regularmente un gran número de botellas conectadas por separado.
- Usar la longitud y el tamaño mínimos de tubería, evitando las uniones en la medida de lo posible, puesto que son potenciales puntos de fuga de hidrógeno.
- Realizar pruebas de presión a la instalación antes de su puesta en servicio, según lo establecido en la reglamentación, comprobando de este modo la no existencia de fugas en la instalación.
- Usar válvulas de alivio de alta presión que ventilen hacia un lugar "seguro" donde el hidrógeno no pueda acumularse y pueda dispersarse libremente.
- Usar válvulas de aislamiento adecuadas, con instalaciones de bloqueo, para permitir el aislamiento de secciones de tuberías/sistemas para mantenimiento y/o emergencias.
- Todos los equipos y tuberías que utilicen hidrógeno deben estar identificados y etiquetados adecuadamente.

Las tuberías deben instalarse preferiblemente en superficie. Si es inevitable que el trazado sea subterráneo, éste debe protegerse adecuadamente contra la corrosión, instalarse siempre encima de conducciones eléctricas y debe quedar registrado en la documentación técnica para facilitar el mantenimiento, la inspección o la reparación.

Los sistemas deben purgarse, de ser necesario, adecuadamente utilizando un gas inerte (generalmente nitrógeno) para evitar la existencia de una mezcla de hidrógeno/aire.

2 INVENTARIO AMBIENTAL

El proyecto está sometido a evaluación ambiental con lo que a este Proyecto básico se le anexa el Estudio de Impacto Ambiental del proyecto. A continuación se caracterizará brevemente el medio donde se ubicarán las instalaciones.

2.1 Climatología

La estación climatológica de Zamora se encuentra a 33 km de la zona de actuación de nuestro proyecto. Según la información extraída de esta estación climatológica los datos climáticos para el

ámbito de actuación son los siguientes:

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	20.0	21.4	26.6	31.6	36.0	40.0	42.7	41.2	39.3	30.6	23.0	20.1	42.7
Temp. máx. media (°C)	10.0	12.0	16.7	18.2	22.6	29.0	32.0	31.4	26.6	20.4	13.9	11.2	20.3
Temp. media (°C)	5.6	7.1	10.3	12.0	16.0	21.3	24.1	23.8	19.9	14.7	9.3	6.7	14.2
Temp. mín. media (°C)	1.1	2.1	3.9	5.7	9.3	13.6	16.1	16.0	13.2	9.0	4.6	2.1	8.1
Temp. mín. abs. (°C)	-8.2	-9.2	-8.4	-2.4	-0.6	4.0	7.4	6.4	3.0	-1.4	-8.4	-10.6	-10.6
Precipitación total (mm)	32.4	24.6	21.6	40.1	33.1	14.5	4.9	7.5	25.4	41.2	44.3	45.3	334.9
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	5.6	4.6	4.4	6.6	4.9	2.1	0.9	1.2	3.0	5.6	5.9	6.2	51.0
Días de nevadas (≥)	0.7	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.4	2.0
Horas de sol	130	157	216	235	277	333	370	340	254	192	137	113	2754
Humedad relativa (%)	77	70	61	59	54	48	43	46	53	63	74	79	61

Datos climatológicos de estación de Zamora. 1981-2010. Fuente: Aemet

El clima en el ámbito de estudio se clasifica como clima estepario, con veranos cálidos e inviernos fríos. Las lluvias son escasas y se concentran principalmente en la primavera y el otoño, habiendo por el contrario una sequía estival muy marcada. Como fenómeno meteorológico, son significativas las abundantes nieblas durante el invierno, causadas por la presencia de una masa de agua tan importante como es el Duero, que pueden ser persistentes durante días y que rebajan considerablemente la temperatura media.

2.2 Calidad del aire

Los contaminantes atmosféricos son aquellas sustancias o compuestos que pueden causar daños o molestias a las personas y el medio ambiente dependiendo de los niveles en los que se encuentren presentes en el aire. El Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, pretende regular la evaluación de la calidad del aire en relación en estas sustancias, con la finalidad de evitar, prevenir y reducir efectos nocivos de estas sustancias sobre la salud humana y el medio ambiente.

La contaminación atmosférica afecta sobre todo a los habitantes de grandes núcleos urbanos y áreas con fuerte industrialización y tráfico denso de vehículos. Las fuentes de contaminación son de dos tipos: móviles (vehículos automóviles, maquinaria, etc.) y fijas (focos de industrias, calefacciones, etc.).

Con el fin de evaluar el nivel de cada contaminante, Castilla y León dispone de una Red de control y vigilancia de la calidad del aire de está formada por estaciones repartidas a lo largo de todo el territorio.

La estación atmosférica más cercana a nuestra zona de estudio es Zamora. No se toman de referencia estos valores ya que es una estación urbana y su entorno difiere del de nuestra zona de estudio.

Las fuentes contaminantes principales de la zona de estudio son la Autopista A66 (gases de combustión) y la actividad minera colindante (partículas en suspensión).

2.3 Hidrología e hidrogeología

El proyecto se ubica en la Cuenca Hidrográfica del Duero.

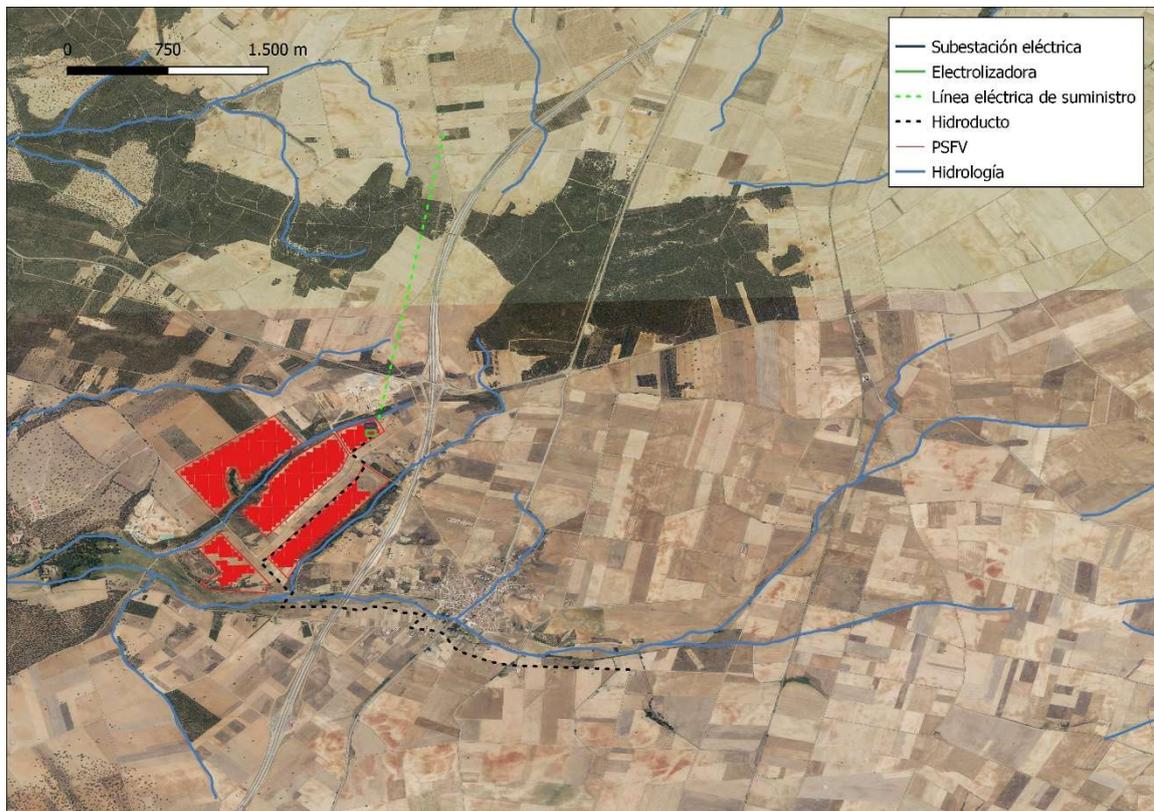
La red hidrográfica principal en el municipio la forman el río Esla, que discurre a aproximadamente dos kilómetros de la zona de estudio.

La estación electrolizadora, la subestación eléctrica, la LAAT y la planta fotovoltaica se encuentra limitado al noreste por un arroyo de Posa y al suroeste por el Arroyo de Valdecoso sin afección directa a ninguno de los dos cursos de agua.

Por medio de la planta solar fotovoltaica atraviesa un arroyo innominado de escasa importancia pero se evita su afección fragmentando la superficie del planta con módulos.

El hidroduto discurrirá paralelamente al arroyo de La Laguna aprovechando el trazado de un viaducto.

La línea eléctrica de suministro sobre vuela un arroyo innominado.



Hidrología. Fuente: MITECO

Todo el proyecto se ubica sobre la masa de agua subterránea "Villafáfila" (ES020).

2.4 Geología

Según la capa de litología del Mapa Geológico de Castilla y León 1:100.000, la zona ocupada por el proyecto tiene cuatro tipologías litológicas principales:

- **Estación electrolizadora + SE:**

Código	910055
Litología	Arenas, arenas microconglomeráticas, conglomerados y arcillas silíceas
Era	Cenozoico
Periodo	Eoceno-Oligoceno

- **LAAT:**

Código	910055
Litología	Arenas, arenas microconglomeráticas, conglomerados y arcillas silíceas
Era	Cenozoico
Periodo	Eoceno-Oligoceno

Código	910064
Litología	Arcillas y limos, areniscas, microconglomerados, areniscas y margas
Era	Cenozoico
Periodo	Mioceno medio-superior

Código	910005
Litología	Cuarcitas, areniscas y pizarras
Era	Paleozoico
Periodo	Cámbrico-Ordovícico

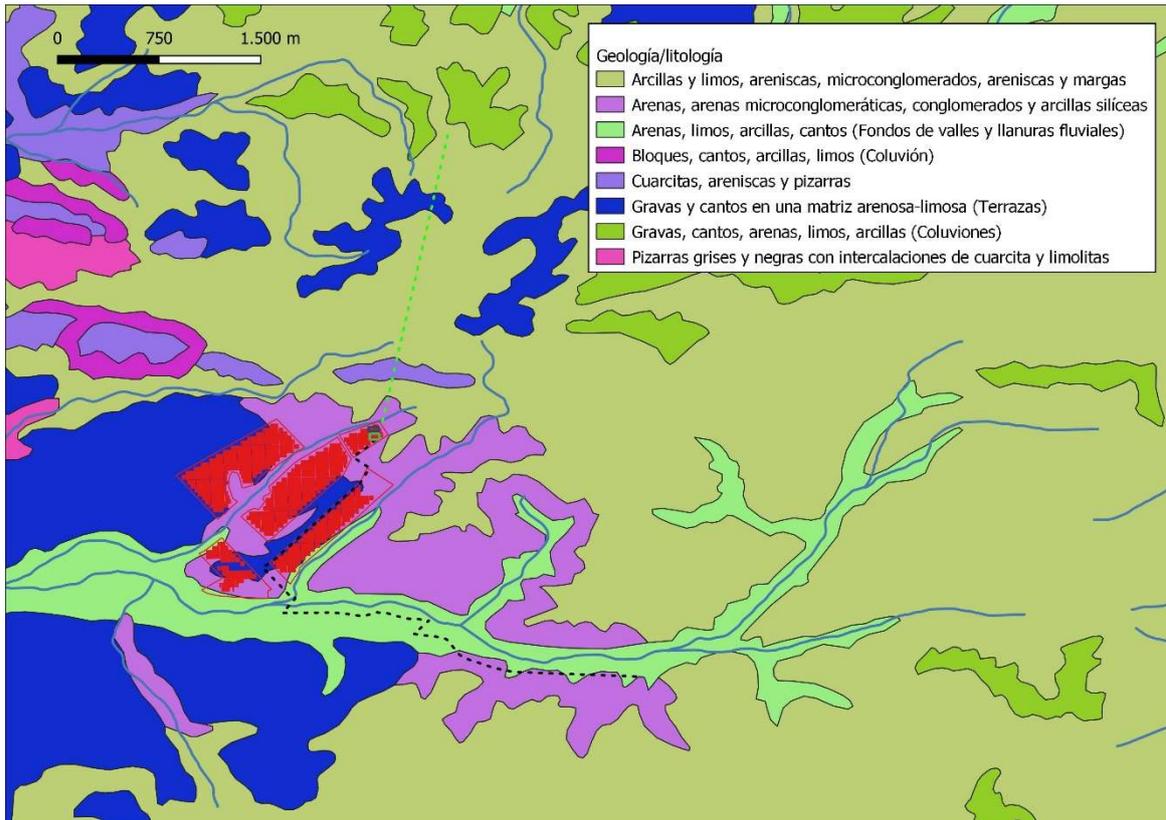
Código	910070
Litología	Gravas y cantos en una matriz arenosa-limosa (Terrazas)
Era	Cenozoico
Periodo	Pleistoceno-Holoceno

- **PSF + Hidroducto:**

Código	910055
Litología	Arenas, arenas microconglomeráticas, conglomerados y arcillas silíceas
Era	Cenozoico
Periodo	Eoceno-Oligoceno

Código	910070
Litología	Gravas y cantos en una matriz arenosa-limosa (Terrazas)
Era	Cenozoico
Periodo	Pleistoceno-Holoceno

Código	910073
Litología	Arenas, limos, arcillas, cantos (Fondos de valles y llanuras fluviales)
Era	Cenozoico
Periodo	Holoceno



Litología de la zona de estudio. Fuente: Mapa geológico de Castilla y León 1:100.000

2.5 Edafología

El suelo es el resultado de la interacción de los factores climáticos y fitológicos así como de la hidrología y el sustrato geológico que también desempeñan un papel relevante. El suelo potencial correspondiente a la zona de estudio es un suelo alfisol.

Son suelos formados en superficies suficientemente jóvenes como para mantener reservas notables de minerales primarios, arcillas, etc, que han permanecido estables, esto es, libres de erosión y otras perturbaciones edáficas, cuando menos a lo largo del último milenio.

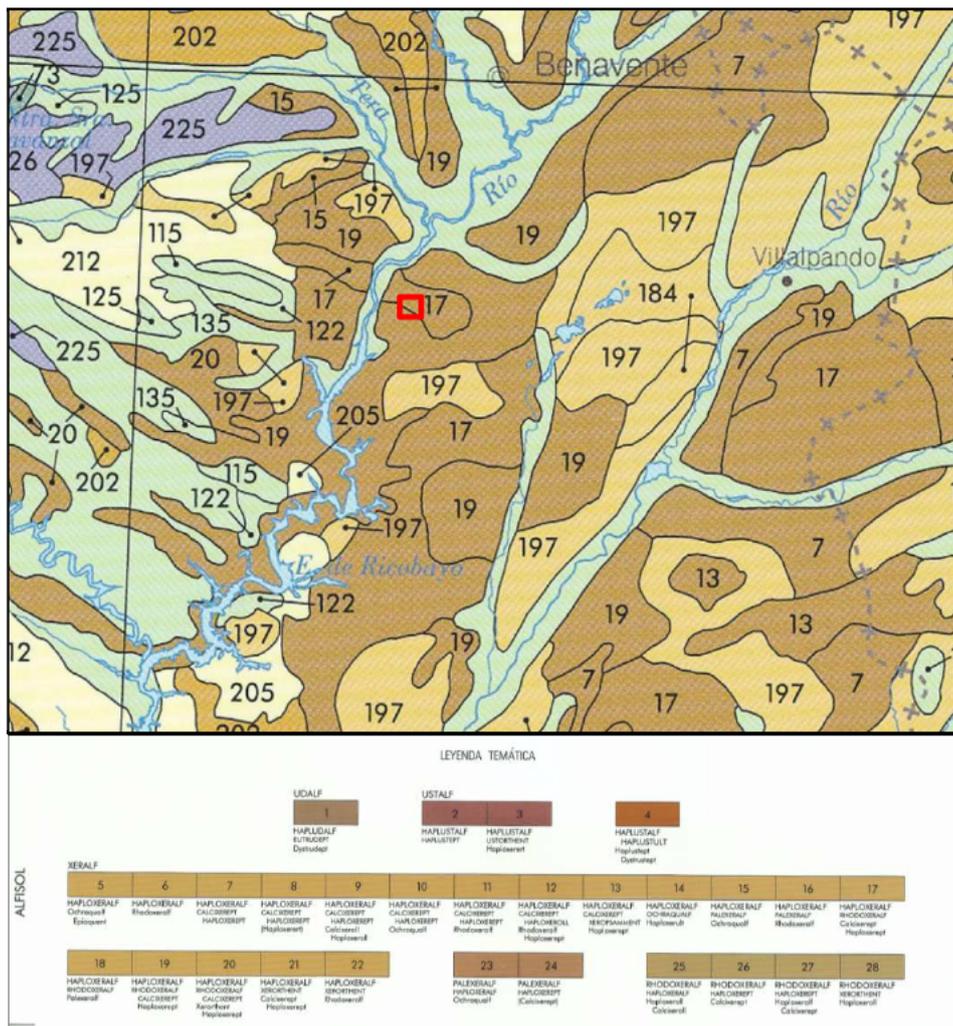
En España no aparecen ligados a ningún clima en especial pero son más extensos en regímenes xéricos. En cualquier caso, su perfil implica la alternancia de un periodo lluvioso y poco cálido, que propicia la eluviación de las arcillas dispersas en el agua una vez que se han lavado los carbonatos, con otro seco, cuando todavía aquellas no han emigrado del solum, que motiva su floculación y posteriormente acumulación en un horizonte Bt.

Su régimen de humedad es tal que son suelos capaces de suministrar agua a las plantas mesófilas durante más de la mitad del año o por lo menos durante más de tres meses consecutivos a lo largo de la estación de crecimiento.

En condiciones xéricas el epipedión es duro y macizo en seco.

Tanto la saturación de bases como la reserva de nutrientes disponibles para las plantas, en general altos, determinan la fertilidad de muchos alfisoles que por ello sirven de asiento para

obtener cultivos de ciclo corto y forrajes.



Edafología de la zona de estudio. Fuente: Mapa de suelos de España Escala 1:1.000.000. (Fuente: Instituto Geográfico Nacional)

2.6 Vegetación

La vegetación potencial de un área viene condicionada por las características ecológicas de la zona, en particular por las condiciones climáticas, edáficas y orográficas, siendo la vegetación actual el resultado de la intervención humana y los procesos naturales sobre la inicialmente existente.

A continuación, se realiza una descripción de la vegetación potencial y actual de la zona afectada por el proyecto y sus aledaños.

Vegetación potencial

La potencial vegetación se corresponde con la serie supra-mesomediterránea salmantina, lusitano-duriense y orensano-sanabriense silicícola de *Quercus rotundifolia* o encina (*Genisto hystricis-Querceto rotundifoliae sigmetum*).

Vegetación actual

De acuerdo con el catálogo de especies del proyecto Anthos, desarrollado por el proyecto de investigación Flora Ibérica y financiado por la Fundación Biodiversidad y el Real jardín botánico, el proyecto se enmarca dentro de la cuadrícula de 10 x 10 km. Las especies descritas en ésta son:

Nombre científico	Nombre común
<i>Butomus umbellatus</i>	Junco florido
<i>Cheilanthes hispanica</i>	Helecho
<i>Corylus avellana</i>	Avellano común
<i>Crassula vaillantii</i>	Yerba colorada
<i>Isatis platyloba</i>	Pastel de Portugal
<i>Isatis tinctoria</i>	Hierba pastel
<i>Lotus conimbricensis</i>	Loto de coimbra
<i>Oenanthe fistulosa</i>	Hierba de Pipa
<i>Scrophularia canina subsp. canina</i>	Escoba

Estas especies están presente en una extensión de 10x10 km. En la zona de afectación del proyecto no se afectará significativamente a la vegetación. La planta electrolizadora, la subestación eléctrica y toda la planta fotovoltaica se ubicarán en unas parcelas sin vegetación que previamente han tenido un uso minero y el trazado del hidroduto aprovecha la existencia de un viaducto. A los márgenes del proyecto sí nos encontramos dos zonas con abundante vegetación que se corresponden con el paso de dos arroyos. En ningún caso se prevé afección a estas masas de vegetación ya que se aprovecharán como pantalla natural para minimizar el impacto visual.



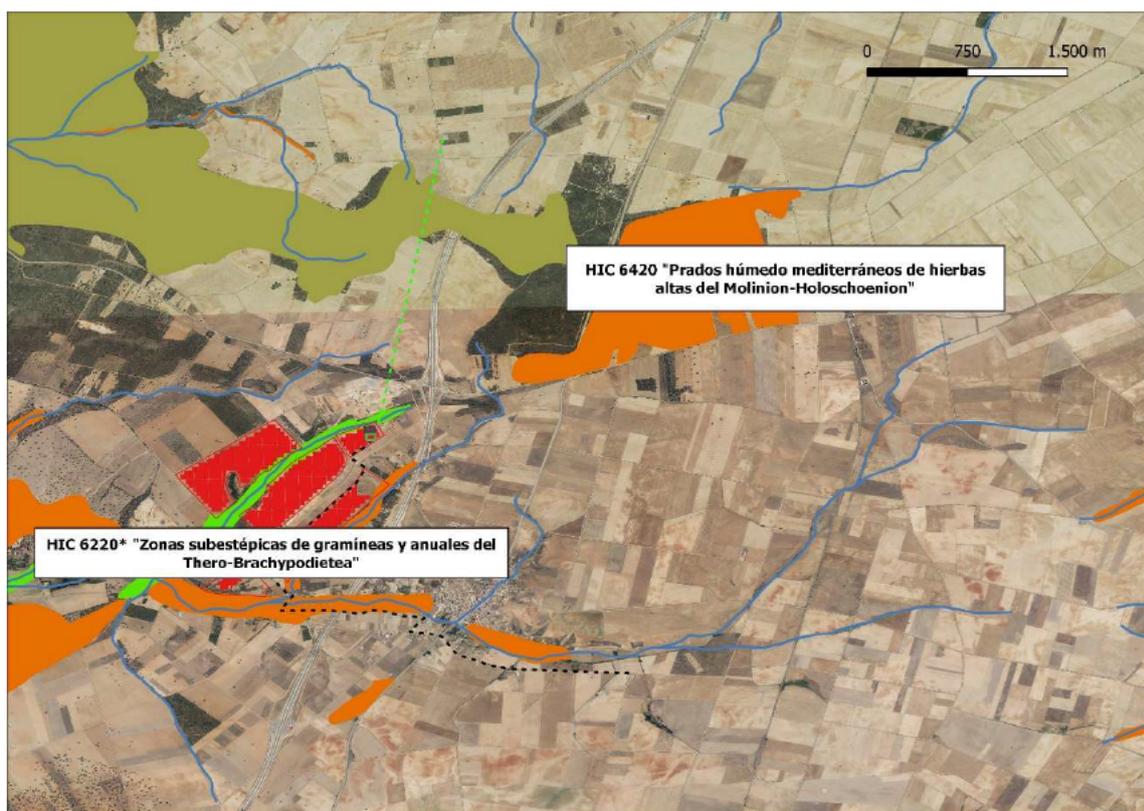
Foto aérea de parcelas de donde se ubica las instalaciones

2.7 Hábitats de Interés Comunitario

En la zona de actuación nos encontramos con dos Hábitats de Interés Comunitario de acuerdo a la Directiva 92/43/CE (Directiva Hábitats) pero se minimizará la afección sobre los mismos:

- Cod. 6420: Prados húmedos mediterráneos de hierbas altas del *Molinion-Holoschoenion*. Se trata de un HIC no prioritario. Pese a ser atravesado por el trazado del hidroduto no habrá afección al hábitat ya que se aprovecha un viaducto existente.
- Cod. 9340: Encinares de *Quercus ilex* y *Quercus rotundifolia*. La línea eléctrica lo atraviesa. Se minimizará la afección de la misma sobre el hábitat mediante un correcto diseño de ubicación de los apoyos.

Además la instalación fotovoltaica linda con el Hábitat de Interés Comunitario prioritario 6220* "Zonas subestépicas de gramíneas y anuales del *Thero-Brachypodietea*".



Hábitats de Interés Comunitario. Fuente: MITECO

2.8 Fauna

La presencia de fauna en una determinada zona está condicionada a la existencia de hábitats capaces de albergarla y permitir su desarrollo y reproducción. La mayoría de la fauna presente en la zona de estudio está representada por especies ligadas a ecosistemas agrícolas con gran capacidad de adaptación a los ambientes degradados o modificados por el hombre. El grupo más ampliamente representado son los passeriformes, los cuales sacan mucho provecho de los recursos que les ofrecen las zonas cultivadas.

Nombre científico	Nombre común	LESRPE	Categoría del catálogo	UICN (*)
Anfibios				
<i>Hyla arborea</i>	Ranita de San Antón	Sí		
<i>Pelobates cultripes</i>	Sapo de espuelas	Sí		VU
<i>Pelophylax perezi</i>	Ran común			LC
<i>Pleurodeles waltl</i>	Gallipato	Sí		NT
Aves				
<i>Acrocephalus scirpaceus</i>	Carricero común	Sí		LC
<i>Aegithalos caudatus</i>	Mito	Sí		LC
<i>Alauda arvensis</i>	Alondra común			LC
<i>Alectoris rufa</i>	Perdiz roja			NT
<i>Anas platyrhynchos</i>	Ánade real			LC

<i>Anthus campestris</i>	Bisbita campestre	Sí		LC
<i>Apus apus</i>	Vencejo común	Sí		LC
<i>Ardea cinerea</i>	Garza real			LC
<i>Athene noctua</i>	Mochuelo común	Sí		LC
<i>Burhinus oedicephalus</i>	Alcaraván común	Sí		LC
<i>Buteo buteo</i>	Ratonero común	Sí		LC
<i>Calandrella brachydactyla</i>	Terrera común	Sí		LC
<i>Caprimulgus europaeus</i>	Chotacabras europeo	Sí		LC
<i>Caprimulgus ruficollis</i>	Chotacabras pardo	Sí		LC
<i>Carduelis cannabina</i>	Pardillo común			LC
<i>Carduelis carduelis</i>	Jilguero europeo			LC
<i>Carduelis chloris</i>	Verderón común			LC
<i>Cettia cetti</i>	Ruiseñor bastardo	Sí		LC
<i>Ciconia ciconia</i>	Cigüeña blanca	Sí		LC
<i>Circaetus gallicus</i>	Águila culebrera	Sí		LC
<i>Circus cyaneus</i>	Aguilucho pálido	Sí		LC
<i>Circus pygargus</i>	Aguilucho cenizo	Sí	Vulnerable	LC
<i>Cisticola juncidis</i>	Buitrón	Sí		LC
<i>Clamator glandarius</i>	Críalo europeo	Sí		LC
<i>Columba domestica</i>	Paloma doméstica			
<i>Columba palumbus</i>	Paloma Torcaz			LC
<i>Corvus corax</i>	Cuervo grande			LC
<i>Corvus corone</i>	Corneja común			LC
<i>Corvus monedula</i>	Grajilla occidental			LC
<i>Coturnix coturnix</i>	Codorniz común			LC
<i>Cuculus canorus</i>	Cuco	Sí		LC
<i>Delichon urbicum</i>	Avión común	Sí		LC
<i>Emberiza calandra</i>	Escribano triguero			LC
<i>Emberiza ciris</i>	Escribano soteño			LC
<i>Erithacus rubecula</i>	Petirrojo	Sí		LC
<i>Falco naumanni</i>	Cernícalo primilla	Sí		LC
<i>Falco subbuteo</i>	Alcotán europeo	Sí		LC
<i>Falco tinnunculus</i>	Cernícalo común	Sí		LC
<i>Fringilla coelebs</i>	Pinzón vulgar	Sí		LC
<i>Galerida cristata</i>	Cogujada común	Sí		LC
<i>Galerida theklae</i>	Cogujada montesina	Sí		LC
<i>Gallinula chloropus</i>	Gallineta común			LC
<i>Hieraaetus pennatus</i>	Águila calzada	Sí		LC
<i>Hirundo rustica</i>	Golondrina común	Sí		LC
<i>Lanius excubitor</i>	Alcaudón norteño			LC
<i>Lanius senator</i>	Alcaudón común	Sí		LC
<i>Lullula arborea</i>	Alondra totovía	Sí		
<i>Luscinia megarhynchos</i>	Ruiseñor común	Sí		LC
<i>Melanocorypha calandra</i>	Calandria común	Sí		LC
<i>Merops apiaster</i>	Abejaruco común	Sí		LC
<i>Milvus migrans</i>	Milano negro	Sí		LC
<i>Milvus milvus</i>	Milano real	Sí	Peligro de extinción	LC
<i>Motacilla alba</i>	Lavandera blanca	Sí		LC

<i>Motacilla flava</i>	Lavandera boyera	Sí		LC
<i>Oenanthe hispánica</i>	Collalba rubia			
<i>Oenanthe oenanthe</i>	Collalba gris	Sí		LC
<i>Oriolus oriolus</i>	Oropéndola	Sí		LC
<i>Otis tarda</i>	Avutarda común	Sí		VU
<i>Otus scops</i>	Autillo europeo	Sí		LC
<i>Parus caeruleus</i>	Herrerillo común	Sí		LC
<i>Parus major</i>	Carbonero común	Sí		LC
<i>Passer domesticus</i>	Gorrión común			
<i>Passer montanus</i>	Gorrión molinero			LC
<i>Petronia petronia</i>	Gorrión chillón	Sí		LC
<i>Phoenicurus ochruros</i>	Colirrojo tizón	Sí		LC
<i>Phylloscopus Bonelli</i>	Mosquitero papialbo	Sí		LC
<i>Phylloscopus collybita</i>	Mosquitero común	Sí		LC
<i>Phylloscopus ibericus</i>	Mosquitero ibérico	Sí		LC
<i>Picus viridis</i>	Pito real	Sí		LC
<i>Pterocles orientalis</i>	Ortega	Sí	Vulnerable	LC
<i>Riparia riparia</i>	Avión zapador			LC
<i>Saxicola torquatus</i>	Tarabilla común			LC
<i>Serinus serinus</i>	Serín verdicillo			LC
<i>Streptopelia turtur</i>	Tórtola europea			VU
<i>Strix aluco</i>	Cárabo común	Sí		LC
<i>Sturnus unicolor</i>	Estornino negro			LC
<i>Sylvia atricapilla</i>	Curruca capirotada	Sí		LC
<i>Sylvia cantillans</i>	Curruca carrasqueña	Sí		LC
<i>Sylvia undata</i>	Curruca rabilarga	Sí		NT
<i>Tetrax tetrax</i>	Sisón común	Sí	Vulnerable	NT
<i>Troglodytes troglodytes</i>	Chochín	Sí		LC
<i>Turdus merula</i>	Mirlo común			LC
<i>Tyto alba</i>	Lechuza común	Sí		LC
<i>Upupa epops</i>	Abubilla	Sí		LC
Mamíferos				
<i>Apodemus sylvaticus</i>	Ratón de campo			LC
<i>Arvicola sapidus</i>	Rata de agua			VU
<i>Canis lupus</i>	Lobo	Sí		LC
<i>Capreolus capreolus</i>	Corzo			LC
<i>Cervus elaphus</i>	Ciervo			LC
<i>Crocidura russula</i>	Musaraña común			LC
<i>Eliomys quercinus</i>	Lirón careto			NT
<i>Erinaceus europaeus</i>	Erizo europeo			LC
<i>Felis silvestris</i>	Gato montés	Sí		LC
<i>Genetta genetta</i>	Gineta			LC
<i>Lepus granatensis</i>	Liebre ibérica			LC
<i>Meles meles</i>	Tejón			LC
<i>Microtus arvalis</i>	Topillo campesino			LC
<i>Microtus duodecimcostatus</i>	Topillo mediterráneo			LC
<i>Microtus lusitanicus</i>	Topillo lusitano			LC

<i>Mus musculus</i>	Ratón común			LC
<i>Mus spretus</i>	Ratón moruno			LC
<i>Oryctolagus cuniculus</i>	Conejo europeo			EN
<i>Pipistrellus pipistrellus</i>	Murciélago común	Sí		LC
<i>Pipistrellus pygmaeus</i>	Murciélago de Cabrera	Sí		LC
<i>Rattus norvegicus</i>	Rata común			LC
<i>Sus scrofa</i>	Jabalí			LC
<i>Vulpes vulpes</i>	Zorro común			LC
Peces continentales				
<i>Barbus bocagei</i>	Barbo común			LC
<i>Chondrostoma arcasii</i>	Bermejuela	Sí		VU
<i>Chondrostoma duriense</i>	Boga del Duero			VU
Réptiles				
<i>Psammmodromus algirus</i>	Lagartija colilarga	Sí		LC
<i>Rhinechis scalaris</i>	Culebra de escalera	Sí		LC



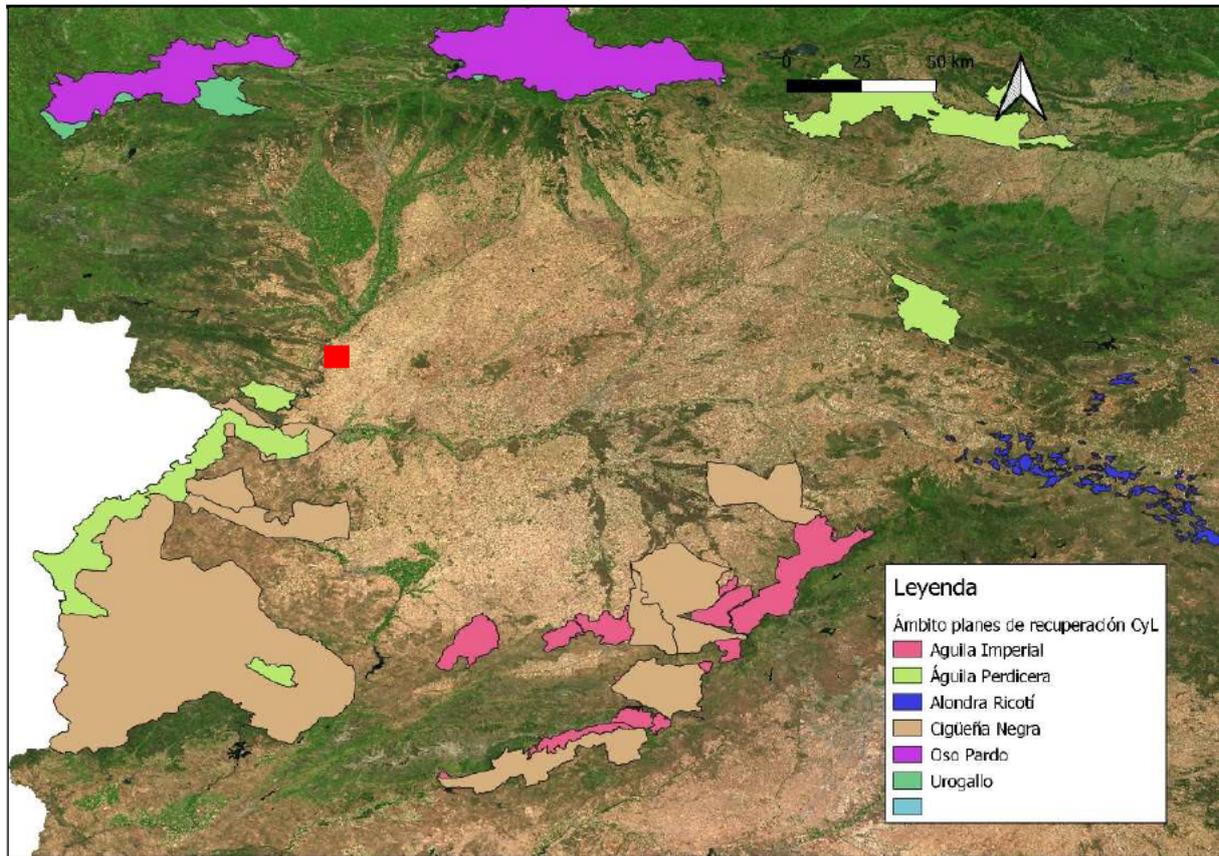
La identificación de las distintas especies se ha realizado a partir de la información bibliográfica general existente sobre fauna (atlas de distribución, libros rojos, etc). Los atlas y libros rojos utilizan cuadrículas de 10x10 Km para mostrar la existencia o no de un ejemplar determinado. Teniendo en cuenta esta circunstancia, sumada al poco valor ambiental de la parcela (hasta ahora era de uso minero), podemos afirmar que la fauna enumerada anteriormente no está presente de forma continua en los terrenos de estudio, sino que, en todo caso, puede utilizarla de paso, de campeo o en búsqueda de recursos alimenticios.

De las especies presentes en la cuadrícula cabe destacar el aguilucho cenizo (*Circus pygargus*), la ortega (*Pterocles orientalis*) y el sisón común (*Tetrax tetrax*) con categoría "Vulnerable" y el milano real (*Milvus milvus*) con categoría "En peligro de extinción" en el Listado de Especies Silvestres en Régimen de Protección Especial y Catálogo Español de Especies Amenazadas (LESRPE).

Además, según la lista roja de la IUCN aparecen en la cuadrícula 10x10 km donde se ubica nuestra zona de estudio las siguientes especies vulnerables o en peligro: conejo europeo, sapo de espuelas (*Pelobates cultripes*), avutarda común (*Otis tarda*), tórtola europea (*Streptopelia turtur*), rata de agua (*Arvicola sapidus*), y los peces continentales bermejuela y boga del Duero.

En la comunidad autónoma de Castilla y León existen los siguientes Planes de recuperación y conservación de las especies: oso pardo, cigüeña negra, águila imperial ibérica, urugallo y águila perdicera y el plan de conservación y gestión del lobo común.

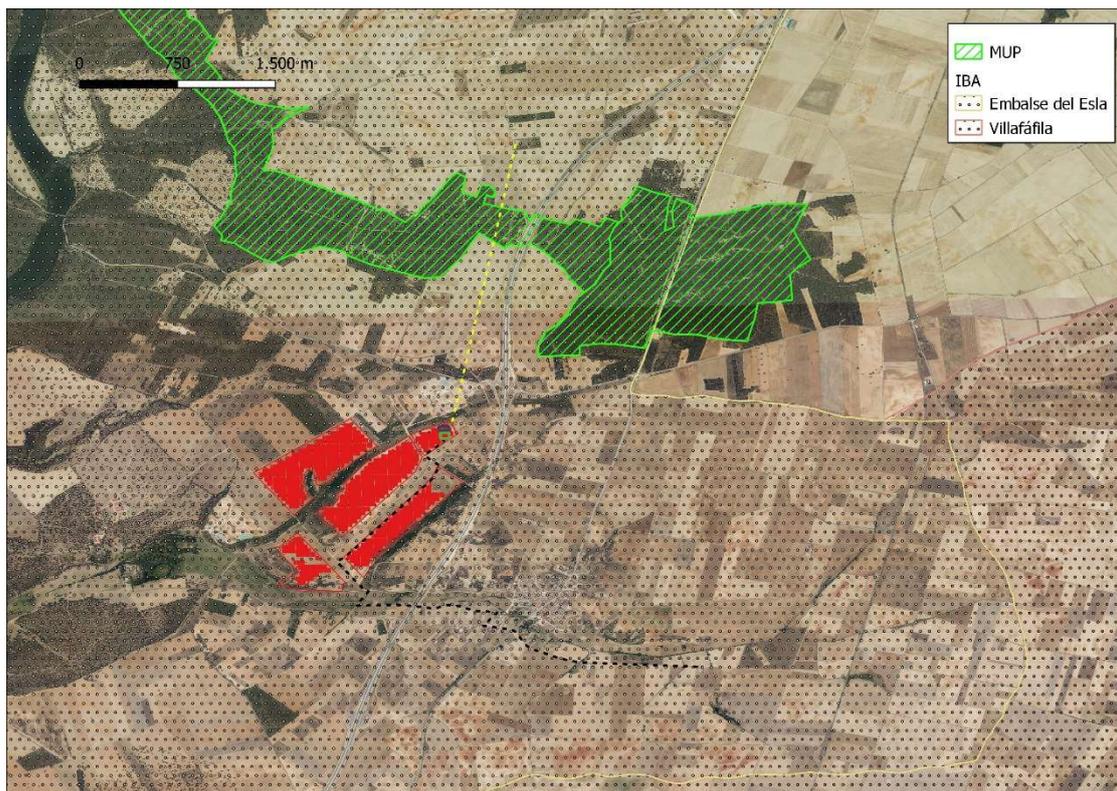
Nuestra zona de actuación se encuentra fuera de los ámbitos de los planes de recuperación de especies protegidas de Castilla y León.



Ambito Planes de especies de Castilla y León. Fuente: mapa de ámbitos de aplicación de especies protegidas de castilla y león (web Junta de Castilla y León).

2.9 Espacios protegidos

Tras el análisis de las distintas figuras de protección del territorio se puede concluir que los terrenos objeto de este estudio están incluidos en el IBA "Embalse del Esla" y que la línea eléctrica transcurre por un tramo de 375 metros del Monte de Utilidad Pública "Fuentevilla".



3 MATERIAS PRIMAS Y AUXILIARES

3.1 Materias primas. Balance de agua

La única material prima empleada en el proceso de generación de hidrógeno será el agua.

Tipo de Agua	m ³ /año
Bruta	88.051,0
Tratada	58.114,0
Desecho	29.937,0

Del total del agua desechada el 50% se reutilizará en proceso y el 50% se verterá tras su tratamiento en la segunda planta de osmosis inversa.

3.2 Materias auxiliares

Sistema de Nitrógeno

Desde el punto de vista del producto, la inertización sólo es necesaria durante la parada del del electrolizador, ya sea para el mantenimiento regular, o debido a ciertos fallos específicos o casos de emergencia.

Los índices de consumo típicos para estos dos ejemplos son:

- Lavado del electrolizador para el apagado: mín. 200Nm³ a 1,5bar(a) para la purga de un conjunto completo (5 veces el intercambio de volumen de gas).
- Conectores de alimentación: En los separadores de hidrógeno y separadores de gas-agua de oxígeno.
- Purga del tubo de soplado: ~25 Nm³/h

El Silyzer 300 no requiere inertización (lavado de nitrógeno) para mantener la seguridad cuando está fuera de línea.

3.3 Balance de energía y contribución al cambio climático

Como ya hemos explicado en apartados anteriores la planta de generación de hidrógeno será alimentada por un parque solar fotovoltaico de 55,3 Mwp.

La producción de hidrógeno verde de 5.811 toneladas anuales equivale a una energía total de 193,68 TWh (16.650 ktep/año) que reemplazará parte del suministro de gas natural. Esto evitará el uso de 13,93 toneladas de gas natural con unas emisiones directas evitadas de 38,31 t CO₂ eq/año (Fuente propia).

La planta de electrólisis requerirá un aporte eléctrico anual de 345,6 GWh/año, del cual 112 GWh serán aportados inicialmente por la planta solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora y el resto de la energía procederá de otras fuentes de energías renovables.

El factor de emisión del consumo de electricidad es de 0,150 kg CO₂/kWh (Fuente: Herramienta de cálculo de GEH versión 2021 del MITECO). De acuerdo a esto se dejan de emitir a la atmósfera con la instalación solar fotovoltaica asociada a la estación electrolizadora 16.800 t CO₂ eq/año.

$$\text{Kg CO}_2: 0,150 * 112.000.000$$

Además, el proceso de generación de hidrógeno a partir de la electrólisis de agua en sustitución del proceso de generación de hidrógeno a partir de combustibles fósiles, generalmente mediante la gasificación del carbón, supone una reducción de aporte a la atmósfera de aproximadamente 37,5 kg/kg H₂ producido (Fuente: "La revolución del hidrógeno verde: impacto y perspectivas de futuro", 15 de abril de 2021, Parque Científico UMH, Autora Ingeniera Maribel Rodríguez). Esto supondría una reducción total de aporte a la atmósfera de 217,9 t CO₂ eq/año.

A estas cantidades podemos añadir las emisiones reducidas por el consumo de electricidad de red con certificado de origen renovable (233,6 GWh/año) que serían, en base al factor de emisión aportado por el MITECO, de 35.040 t CO₂ eq/año.

De manera directa e indirecta nuestro proyecto aporta al cambio climático una reducción de emisiones de GEI a la atmósfera de aproximadamente 52.096,22 t CO₂ eq/año.

Considerando también el factor de emisión de GEI de la planta solar fotovoltaica a lo largo de su vida útil (0,048 kg CO₂ eq/kWh. Fuente: IPPC 2014) el balance total de aporte al cambio climático es de - 46.720,22 t CO₂ eq/año.

4 EMISIONES AL AIRE, AL SUELO, AL AGUA Y RESIDUOS GENERADOS Y MEDIDAS DE PREVENCIÓN

4.1 Atmosfera

A la atmósfera no se emitirá ninguna emisión contaminante. Únicamente se emitirá O₂ al 99,999% de pureza como consecuencia del proceso de electrólisis. Previamente a la emisión a la atmósfera el oxígeno pasará por una fase de depuración de gases. Se estima se emitirá a la atmósfera 2.786 t de O₂ /año.

4.2 Ruido

4.2.1 Focos de ruidos y medidas de prevención

La planta de electrólisis estará ubicada dentro de una nave. Los únicos focos de ruido de ésta serán un compresor y una planta de refrigeración. Se cumplirá la legislación sectorial correspondiente respecto a los niveles de ruido. Los compresores se instalarán con cerramientos acústicos.

Además de cumplir con el marcado CE se realizará un estudio acústico al inicio de la actividad y uno periódico si así lo solicita la administración competente.

En el resto de instalaciones los focos emisores y sus niveles de emisión de ruido serán los siguientes:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	70	30
Transformadores (PSFV)	70	30
Subestación (2 trafos)	80	40

4.2.2 Estudio justificativo de acuerdo al Decreto 19/1997

4.2.2.1 Definición del tipo de actividad

La actividad planteada se trata de la generación de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua. A la planta de generación de hidrógeno irá anexada una planta solar fotovoltaica de 55,33 MWp para autoconsumo en el proceso de generación de hidrógeno.

4.2.2.2 Horario previsto

El horario previsto de la actividad será diurno. El funcionamiento de la planta irá asociado a la presencia de luz solar. Se estima un horario de funcionamiento de 7.00h a 21.00h.

4.2.2.3 Ubicación y relación de usos en parcelas colindantes

En el entorno encontramos cultivos de secano, olivares, viñas y zona de pastoreos tipo dehesa

El recorrido de la línea eléctrica mantiene igualmente una vegetación de cultivos: secano, cereales y dehesa.

Además del propio cortijo que está dentro de la parcela catastral de implantación de los módulos, nos encontramos con edificaciones dispersas de uso principal agrario y no residencial permanente. El núcleo urbano de Torremejía se sitúa a unos 5,3 kilómetros de distancia de la instalación fotovoltaica. La zona frecuentada por personas más próxima se trata del polígono industrial que se encuentra en la zona oeste de la planta de hidrólisis y próxima al punto de inyección de gas, a unos 3,4 km de distancia. Existen también un par de plantas fotovoltaicas ya construidas en un entorno de 5 km.

4.2.2.4 Focos emisores de ruido

Los principales focos emisores de ruido de la actividad serían los siguientes:

Instalación	Emisión a 0 metros (dB)	A 100 metros (dB)
Inversores (PSFV)	70	30
Transformadores (PSFV)	70	30
Subestación (2 trafos)	80	40
Compresor de estación electrolizadora	85	45
Torre de refrigeración	95	55

El resto de equipos susceptibles de generar ruido ambiental se encuentran dentro de una nave con aislamiento acústico y estos son los transformadores y rectificadores de alimentación del electrolizador.

Los niveles de recepción externo (N.R.E) que no se deberán sobrepasar son los siguientes:

N.R.E.	Zona hospitalaria	Zona residencial-comercial	Zona industrial y zonas de preferente uso industrial
Día	35 dB(A)	60 dB(A)	70 dB(A)

Noche	35 dB(A)	45 dB(A)	55 dB(A)
-------	----------	----------	----------

La actividad se encuentra ubicada en suelo rústico con usos agrícolas y edificaciones en su entorno con usos no residenciales con lo que podríamos incluirlo en "Zonas de preferente uso industrial".

4.2.2.5 Necesidades de aislamiento acústico

La nave donde se instalará la estación electrolizadora y equipos asociados vendrán de fábrica con aislamiento acústico. Los equipos exteriores (compresor y torre de refrigeración) llevarán asociados sistemas de apantallamiento/aislamiento acústicos.

Los trafos cumplirán con el Reglamento de Alta Tensión con respecto a los niveles de emisión de ruidos.

4.2.2.6 Vibraciones

La actividad no tiene equipos susceptibles de generar vibraciones.

4.2.2.7 Planos

Se anexa a este proyecto plano de situación de la actividad.

4.3 Agua y suelos

Habrá un único punto de vertido en el cual se verterán un 50% de aguas de rechazo del proceso de electrólisis. Estas aguas no contendrán ningún tipo de contaminante. Previo al vertido estas aguas pasarán por un proceso de depuración en una planta de osmosis inversa para disminuir su conductividad.

Previo al vertido se instalará una arqueta de control para poder tomar muestras y realizar análisis de las aguas. Además de realizarse analítica completa periódicamente a través de laboratorio acreditado, se realizará un autocontrol diario del parámetro Conductividad de estas aguas,

El mantenimiento y limpieza de las instalaciones puede originar vertidos accidentales de materiales contaminantes al suelo, combustibles, aceites, etc que pueden pasar a los acuíferos y cauces provocando su contaminación.

Como medidas preventivas se recogen las siguientes:

- Pavimentación de zonas de almacenamiento de residuos peligrosos.

- Cubetos en todos los puntos susceptibles de generar vertido accidental de aceites (ej. Trafos de la subestación).
- Se dispondrá de sepiolita u otros absorbentes industriales para en caso de vertido accidental recogerlo y gestionarlo como residuo peligroso a través de gestor autorizado.
- No se almacenarán combustibles, aceites ni bidones de residuos peligrosos sobre suelo natural y sin cubeto u otro sistema de contención con la capacidad adecuada.
- Se formará en buenas prácticas ambientales al personal que trabaje en la planta.

4.4 Residuos

4.4.1 Focos generadores de residuos

1. Planta de depuración de aguas: Como consecuencia del proceso de depuración de aguas se generará unas sales sólidas de rechazo que se intentará dar salida como subproducto para otras industrias. Aquellas a las que no se les pueda dar salida como subproducto serán gestionadas por gestor autorizado.
2. Estación electrolizadora: Como consecuencia del mantenimiento de la instalación se generarán residuos de filtros de carbon activo que serán gestionados a partir del proveedor mismo de la instalación.
3. Compresores y trafos: Como consecuencia del mantenimiento de los mismos se generarán residuos de aceite mineral.
4. Vertidos o derrames accidentales de aceites. Como consecuencia de tareas de mantenimiento. Se generarán absorbentes contaminados.
5. Tareas de limpieza: Se generarán envases de plástico contaminado.

4.4.2 Clasificación de residuos generados (según Lista Europea de Residuos), cantidades y condiciones de almacenamiento.

Código LER	Descripción	Cantidades (kg/año)	Almacenamiento	Destino final
06 03 14	Sales sólidas y soluciones distintas de las mencionadas en los códigos 06 03 11 y 06 03 13.	Aprox. 300 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Subproducto/Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
06 13 02*	Carbón activo usado	Aprox. 100 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo	Gestión a través de proveedor de la

			pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	instalación.
13 03 07*	Aceites minerales no clorados de aislamiento y transmisión de calor	Aprox. 300 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo.
15 02 02*	Absorbentes, materiales de filtración (incluidos los filtros de aceite no especificados en otra categoría), trapos de limpieza y ropas protectoras contaminados por sustancias peligrosas	Aprox. 50 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados y dispondrán de sistema de retención.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
15 01 10*	Envases que contienen restos de sustancias peligrosas o están contaminados por ellas.	Aprox. 20 kg/año	En zona de almacenamiento de residuos, sobre suelo pavimentado y bajo techo. Se almacenarán en contenedores homologados.	Gestor autorizado para el tratamiento de este residuo
20 03 01	Mezclas de residuos municipales	Aprox. 100 kg/año	En contenedor de 1 m3	A través de servicio municipal de recogida y tratamiento de residuos.

Se priorizará los tratamientos finales de reciclaje y valorización sobre destino final eliminación.

4.4.3 Medidas asociadas a la gestión de residuos

- Se tomarán medidas de minimización de generación de residuos y se procederá al aprovechamiento de la salmuera como subproducto para otros procesos industriales siempre que sea posible.
- Los residuos urbanos, se recogerán y se llevarán a contenedores específicos, no abandonándolos en ningún caso en los alrededores de las instalaciones.
- Todos los residuos generados por la actividad serán gestionados por Transportistas y Gestores Autorizados.
- Los documentos acreditativos de cada gestión, albaranes del gestor, ticket de pesada, autorizaciones de rellenos, etc obrarán en poder del contratista, enviándose copia al titular para su archivo durante al menos 5 años.
- Todos los residuos se segregarán según su naturaleza para priorizar su reciclaje y valorización.
- Los residuos peligrosos serán retirados por Gestores Autorizados. El promotor o en su lugar, la empresa de mantenimiento, deberá darse de alta como Productor de Residuos Peligrosos.
- Los aceites utilizados en las instalaciones serán carentes de PCB's y PCT's.

- En caso de mal funcionamiento de cualquier elemento de la instalación, se optará en primer lugar por su reparación, con objetivo de evitar la producción de residuos. En caso de no poder repararse, se sustituirá siempre la mínima parte, siempre y cuando sea técnicamente viable.
- Se vigilará el correcto mantenimiento tanto de los transformadoras como de los compresores, con el objetivo de evitar la generación de residuos o vertidos no contemplados por el mal funcionamiento de los mismos.
- Se propone como zona de almacenamiento de residuos peligrosos pavimentada y cubierta. Deberá formarse al personal encargado de la gestión de los mismos. La zona deberá contar con todas las medidas de seguridad, extintor y procedimientos de actuación ante vertidos, así como las Fichas de Seguridad de todas las sustancias empleadas.
- Se impartirán periódicamente acciones de sensibilización sobre gestión de residuos a los operarios de la actividad.

5 ALTERNATIVAS CONTEMPLADAS Y MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES

En el BREF (documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles (MTD) titulado "Industria química inorgánica de gran volumen de producción - sólidos y otros productos (LVIC-S)", no hace referencia a la fabricación de hidrógeno por electrólisis no hay "mejores técnicas disponibles (MTD) publicadas para la producción de hidrógeno a través de electrolizadores alimentados con energías renovables

6 IMPACTOS AMBIENTALES PRODUCIDOS POR LA ACTIVIDAD

Los impactos ambientales generados por la actividad y durante el cese o desmantelamiento se detallan en el Estudio de Impacto Ambiental. A continuación se especifican los impactos principales.

6.1 Fase de actividad

6.1.1 Aguas y suelos

En el caso de la estación electrolizadora, durante el funcionamiento de la instalación, los fluidos que podrían provocar contaminación del suelo son los derivados del almacenamiento de sustancias peligrosas (aceites de los compresores y trafos). Al encontrarse sobre suelo pavimentado y con medidas preventivas tipo cubetos de retención el riesgo de contaminación del suelo y aguas por derrame de estas sustancias es mínimo.

También podría producirse una afección a suelos y aguas por un posible vertido de aguas de proceso (con alta conductividad) a consecuencia de un accidente. Teniendo en cuenta que las aguas de proceso no contienen sustancias peligrosas y que previo a su vertido se reducirá su conductividad hasta valores aceptables, a través de un proceso de depuración, el riesgo de contaminación también se considera bajo. Además se realizarán autocontroles de estas aguas a través de laboratorios acreditados.

Durante el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, los únicos fluidos que podrían provocar contaminación del suelo son los derivados del mantenimiento de la misma, como podrían ser herbicidas para el control de maleza, productos para la limpieza de los paneles y el aceite de los transformadores. Los herbicidas y productos limpiadores serán ecológicos, biodegradables y no producirán ningún efecto perjudicial al medio. En todo caso se primará el uso de medios mecánicos (desbrozadora o similar) para el control de la vegetación. Estas obligaciones deberán figurar tanto en pliegos como en contratos con la empresa de mantenimiento.

Los transformadores tienen un foso para la recogida del aceite, lo que impide la contaminación del suelo. Durante el cambio de aceite, que se realizará cada cierto número de años, dependiendo de las conclusiones arrojadas por los análisis periódicos realizados, deberá ser retirado por empresa especializada y gestionado como residuo peligroso. No se permitirá el almacenamiento de dichos residuos en la Instalación, debiendo la empresa de mantenimiento realizar el cambio, directamente a través del gestor autorizado (extracción y retirada). Durante la operación, se deberán observar todas las medidas necesarias para evitar cualquier derrame al suelo o pavimento.

El único fluido líquido presente en la subestación eléctrica y susceptible de contaminar el suelo será el aceite mineral dieléctrico que se utiliza por sus características refrigerantes para el confinamiento de los transformadores de potencia en un cubeto estanco. En uso normal, este aceite tendrá una vida muy larga, ya que será sometido a pruebas periódicas para corregir la presencia de sustancias no deseadas. Su confinamiento en una cuba hermética hace que, durante su funcionamiento normal, no implique riesgo alguno.

6.1.2 Calidad atmosférica y ruido.

No se prevén emisiones contaminantes a la atmósfera como consecuencia de la actividad de generación de hidrógeno verde.

La generación de ruido asociado a los equipos de la instalación cumplirán con los niveles establecidos por la legislación.

6.1.3 Vegetación y fauna

Durante el funcionamiento de las instalaciones el impacto sobre la vegetación será nulo.

Las afecciones a la fauna serán como consecuencia de la línea eléctrica aérea. Esta línea se encuentra diseñada con medidas anticolidión y anti electrocución.

6.1.4 Paisaje

El impacto paisajístico generado por la instalación será minimizado con apliaciones cromáticas sobre las edificaciones y con el mantenimiento de una pantalla vegetal durante la vida útil de la instalación.

6.2 Cese de la actividad

Los impactos asociados al cese de la actividad son los asociados a las obras de desmantelamiento. Los principales impactos serían los siguientes:

- Afecciones al suelo y geomorfología del mismo como consecuencia de los movimientos de tierra y el paso de maquinaria pesada.
- Afección a las aguas superficiales y subterráneas como consecuencia de derrames o vertidos accidentales.
- Afección a la calidad atmosférica e incremento de niveles de ruido como consecuencia de las obras y el tránsito de maquinaria. Se verán temporalmente incrementados los niveles de concentración de partículas en suspensión y gases de combustión debido a los movimientos de tierra y a la circulación de vehículos.
- Posible afección a vegetación colindante o presente en el área de actuación de las obras.
- Molestias a la fauna durante la ejecución de las obras de desmantelamiento.
- Impacto paisajístico durante el periodo que duren las obras.

6.3 Propuesta de restauración o plan de restauración

Las tareas de restauración planteadas serán las siguientes:

- Descompactación del terreno y restauración morfológica.
- Aportación de tierra fértil para la recuperación del suelo para su uso agrícola.
- Plantación de especies autóctonas en aquellas zonas con vegetación que se haya podido afectar (no se prevé afección a vegetación arbórea).

7 MEDIDAS EN CONDICIONES DE EXPLOTACIÓN ANORMALES QUE PUEDAN AFECTAR AL MEDIO AMBIENTE

La explotación como el mantenimiento de la planta de hidrógeno se realizará en el interior y aledaños de una nave pavimentada y diseñada de tal forma que todo los sub-procesos del sistema tenga sus medidas de aislación y seguridad.

La planta de producción sera monitorizada en formar constante por un sistema de monitoreo y control con alarmas que informará el estado de funcionamiento de todo el conjunto al personal de operación presente 24 hs los 7 días de la semana. Asimismo, este control sera remotizado al personal de supervision de la planta. El mantenimiento anual de planta se prevee una vez al año con una parada general de 15 días para ajuste y control de todos los sistemas involucrados a cargo de personal altamente calificado.

Con respecto a los posibles derrames o fugas de gases accidentals en la planta de las distintas sustancias presente tenemos que los transformadores se encuentran en recintos espaciales para su instalación y funcionamiento que cuentan con cubetos de retención el riesgo de contaminación del suelo por derrame accidental de aceite. Lo mismo será contemplado para el compresor de aire de la planta. De existir algún derrame durante la explotación o mantenimiento de estos equipos, los mismo estarán contenidos y serán gestionados por las empresas responsables de su mantenimiento.

Con respecto al escape de gases de producción, por un lado oxígeno y por otro lado hidrógeno, la planta contará con los siguientes sistemas de seguridad para evitar una atmósfera ATEX que derive en un incendio. Como definición, una atmósfera explosiva es una mezcla con aire, en condiciones atmosféricas, de sustancias inflamables en forma de gases, vapores, nieblas o polvos, en la que después de una ignición, la combustión se puede propagar hacia la mezcla no quemada (Directiva 2014/34/UE), traspuesta por el Real Decreto 144/2016). Para que se produzca una explosión deben coincidir la atmósfera explosiva y un foco de ignición. El hidrógeno es más ligero que el aire y que es extremadamente inflamable, si la concentración de H₂ llega al 4% v.v y hay una fuente de ignición existe riesgo de explosión.

Para controlar los riesgos asociados con la producción del hidrógeno, es importante:

1. Tomar medidas para evitar una fuga de hidrógeno.
2. Evitar la acumulación de una atmósfera inflamable.
3. Controlar las posibles fuentes de ignición en aquellos puntos donde se puedan acumular atmósferas inflamables.
4. Utilizar una protección adecuada contra los peligros de incendio y explosión.
5. Instalar sistema de detección y alarmas de cualquiera de los gases presentes en la planta:
 - a.- Hidrógeno, como gas principal

b.- Oxígeno, como sub producto

c.- Nitrogeno, como elemento utilizado durante la puesta en marcha y el mantenimiento anual.

Las instalaciones que alberguen al electrolizador serán ventiladas de forma forzada en forma constante a fin de mantener una ventilación adecuada en la sala y evitar de esta forma la posibilidad de aparición de una atmósfera explosiva. El sistema de ventilación estará conectado al sistema de monitoreo central de la planta.

Además todas las instalaciones eléctricas deberán contemplarse como antiexplosivas para evitar las fuentes de ignición. Debido a las propiedades del hidrógeno, tanto las instalaciones como las conducciones de hidrógeno, deben ubicarse, siempre que esto sea posible, por encima de las instalaciones y conducciones eléctricas, y siempre de forma separada de áreas en las que exista o es probable que exista almacenamiento de materiales combustibles, inflamables o peligrosos.

El sistema de detección de cualquiera de los tres gases. Normalmente estos sistemas consisten en una serie de detectores conectados a una central de control que activa una sirena/señal luminosa e incluso puede poner en marcha automáticamente sistemas de venteo o extracción o inducir la parada segura de equipos que pudieran estar provocando la fuga de hidrógeno. También estará conectado al sistema de monitoreo central y al sistema de alarma de fuga de gases

En todo caso, deberá contemplarse la presencia de hidrógeno en las evaluaciones de riesgos, a la hora establecer procedimientos de trabajo y en los planes de emergencia y evacuación, definiendo, para casos de emergencia, protocolos de parada segura de instalaciones que trabajen con hidrógeno.

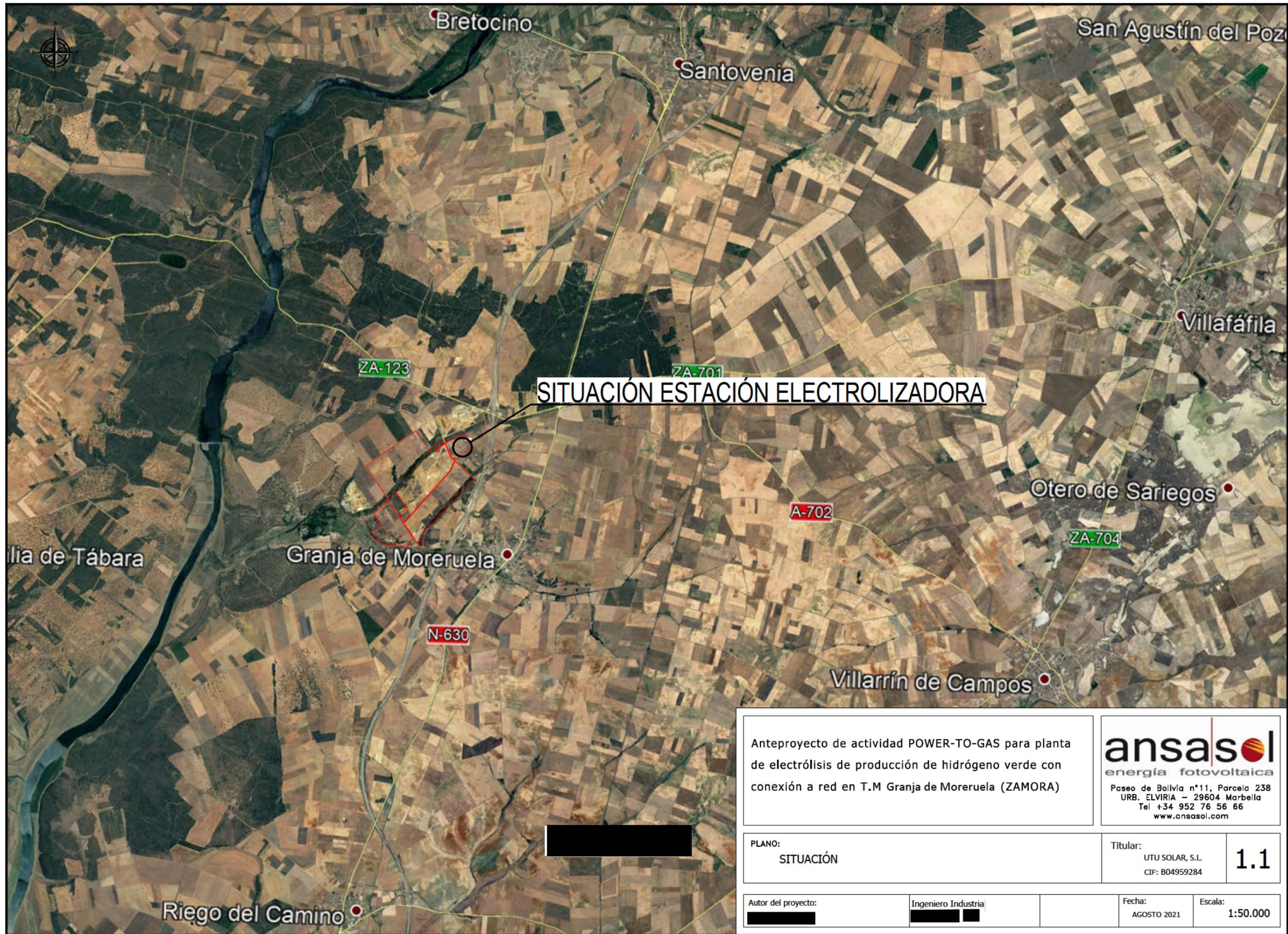
8 PRESUPUESTO

<i>Producción de Hidrógeno</i>	
2 Sistemas de electrolizadores PEM	28.930.000,00 €
GAS Management Plant	700.000,00 €
Contrucción Edif. Electrolizador y Sistemas Auxiliares	1.400.000,00 €
Sistema de Almacenamiento	600.000,00 €
Planta de tratamiento de Aguas OSMOSIS llave en mano	198.000,00 €
Pozo de Bombeo llave en mano	30.000,00 €
Sub Total H2	31.858.000,00 €
<i>Total Proyecto</i> 31.858.000,00 €	

9 PLANOS

Índice Planos:

- 1.1 Situación.
- 1.2 Detalles localización.
- 2. Replanteo
- 3. Silyzer 3000 Diagrama de interfaces.
- 4. Silyzer 3000 Diagrama unifilar planta.
- 5. Unidad de regulación y odorización.
- 6. Esquema de conexión e inyección a gasoducto.
- 7. Slyzer 3000 Planta de la estación electrolizadora.



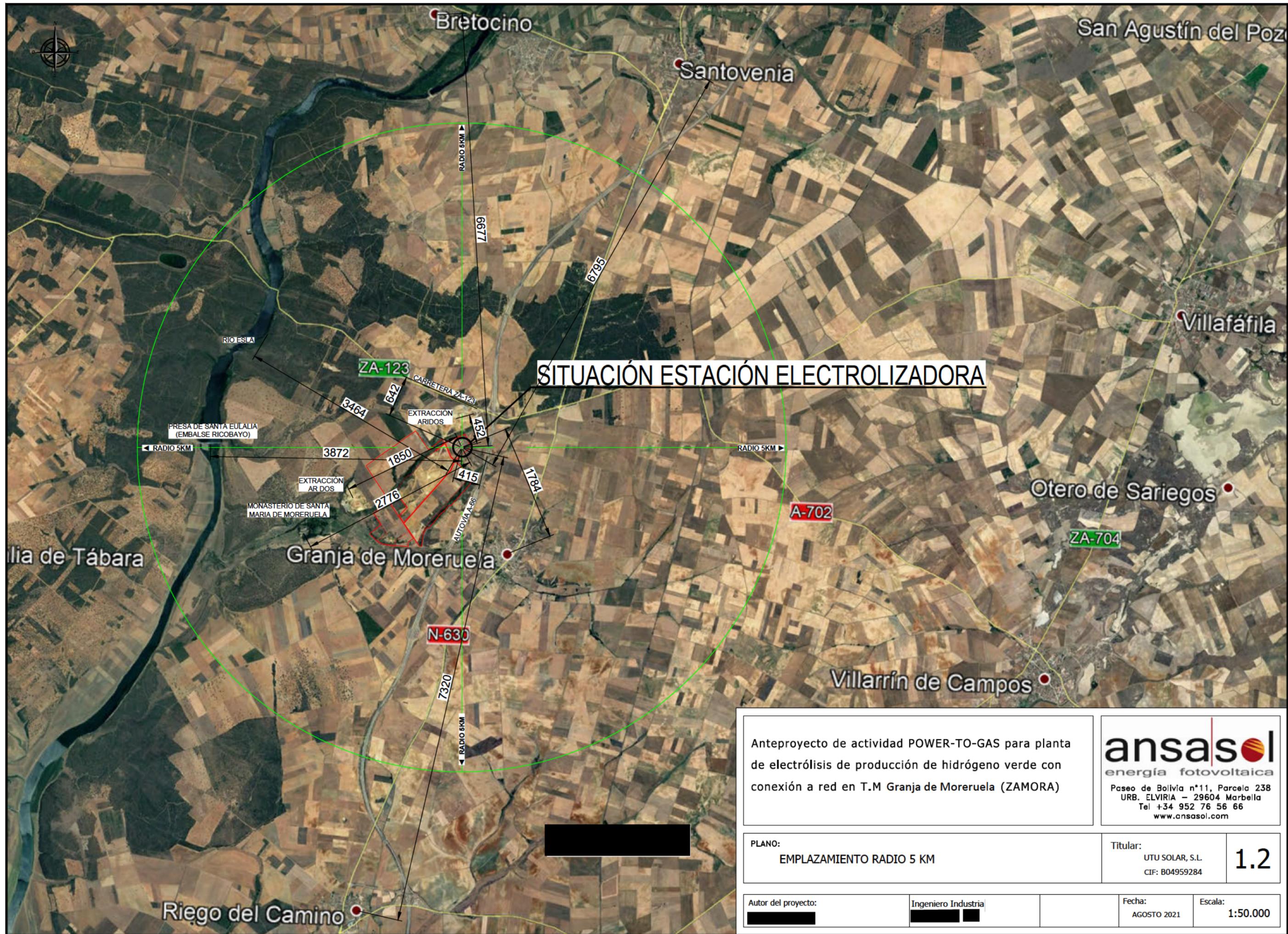
SITUACIÓN ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO: SITUACIÓN	Titular: UTU SOLAR, S.L. CIF: B04959284	1.1
---------------------	---	------------

Autor del proyecto: [Redacted]	Ingeniero Industria [Redacted]	Fecha: AGOSTO 2021	Escala: 1:50.000
-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------	---------------------



SITUACIÓN ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel: +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
EMPLAZAMIENTO RADIO 5 KM

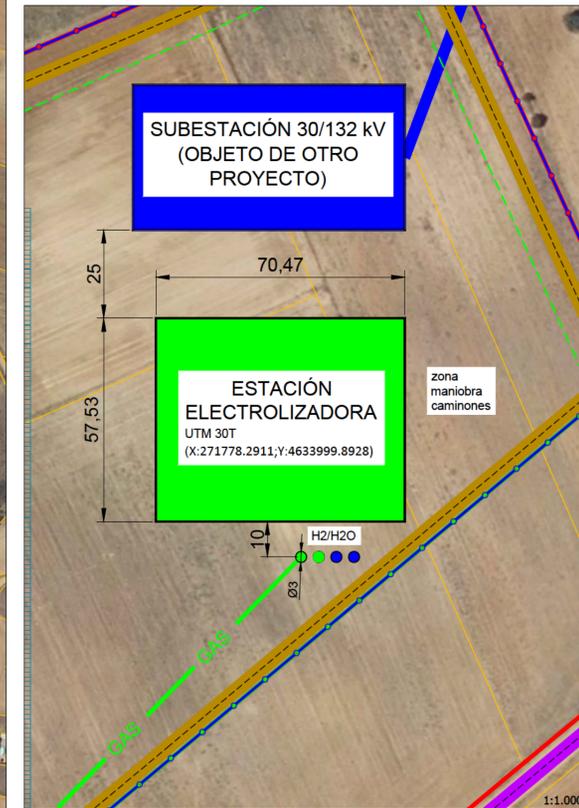
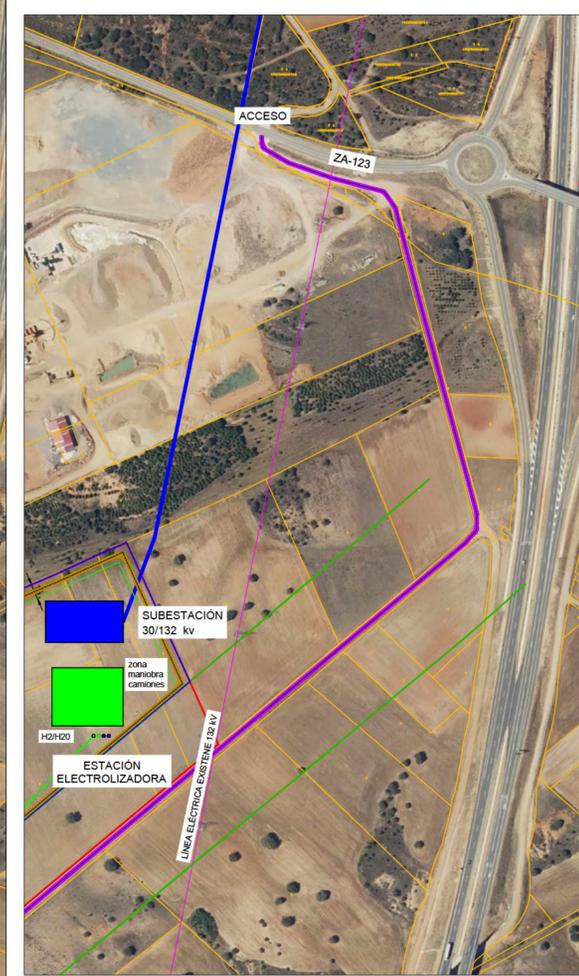
Titular:
 UTU SOLAR, S.L.
 CIF: B04959284 **1.2**

Autor del proyecto:
 [Redacted]

Ingeniero Industria
 [Redacted]

Fecha:
 AGOSTO 2021

Escala:
 1:50.000



LEYENDA

- LÍMITE PROYECTO
- CATASTRAL
- VALLADO PERIMETRAL
- LÍMITE DE INSTALACIONES
- ARROYO
- VIAS PECUARIAS / CORREDOR / VEREDA / CAÑADA
- ARBOLEDA EXISTENTE
- CAMINOS INTERIORES 4 m
- CAMINOS DE ACCESO 5 m
- PUERTA ACCESO A PARQUE

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
energía fotovoltaica
Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Morbelli
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO: REPLANTEO

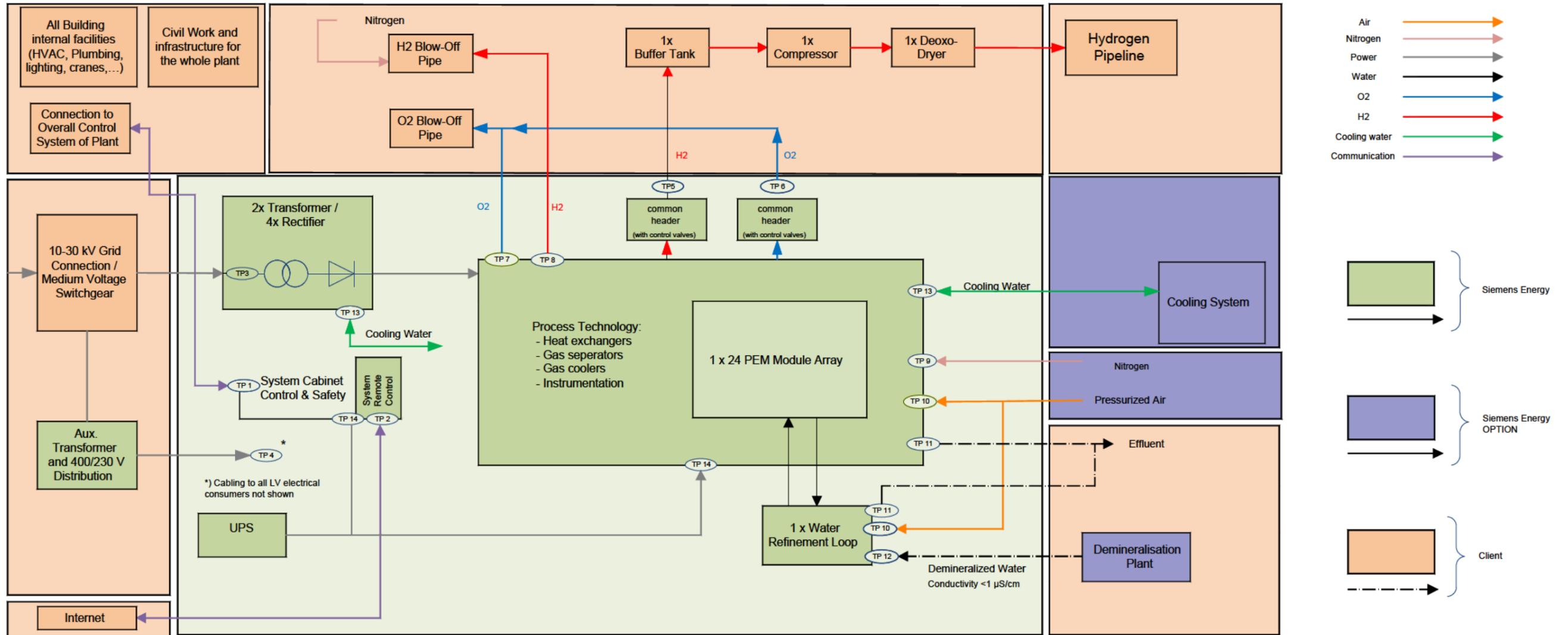
Titular: UTU SOLAR, S.L.
CIF: B04959284

Autor del proyecto: [Redacted] Ingeniero Industrial

Fecha: AGOSTO 2021 Escala: 1:3.500

2

SILYZER 300 System. Interfaces



Interfaces

Power / Communication:

- TP 1 : Communication interface to overall plant control system (Ethernet interface in system cabinet)
- TP 2 : Internet for Remote Services (Ethernet interface in system cabinet)
- TP 3 : Medium Voltage Supply to Transformer/Rectifier (two connections per array)
- TP 4 : Low Voltage Supply to various el. consumers TP 14: Uninterrupted power supply (UPS)

Gas / Air:

- TP 5 : H2 production line, flange after H2 gas coolers (common header)
- TP 6 : O2 production line, flange after O2 gas coolers (common header)
- TP 7 : H2 Blow Off, flange on each Electrolyzer module array
- TP 8 : O2 Blow Off, flange on each Electrolyzer module array
- TP 9 : Nitrogen supply, flange on each Electrolyzer module array
- TP 10: Pressurized Air Supply, flange on each Silyzer array and each water refinement

Water:

- TP 11: Waste water, flange on each Silyzer array and each water refinement
- TP 12: Demineralized Water, inlet flange on each Electrolyzer module array
- TP 13: Cooling Water supply and return, inlet/outlet flanges on each Electrolyzer module array, Transformers and Rectifiers (one pair for each array)

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
energía fotovoltaica

Paseo de España 11 Parcela 238
URB. EL VISO 28604 Marbella
Tel +34 952 76 50 00
www.ansasol.com

PLANO:
SILYZER 300 System. Interfaces

Titular:
UTU SOLAR, S.L.
CIF: B04959284

3

Autor del proyecto:

Ingeniero Industria

Fecha:
AGOSTO 2021

Escala:
S/E

SILYZER 300 System. Single Line Diagram

MV Switchgear 20 kV

MV Cable

AC Measurement

Transformer
1 x 24,2 MVA/ 20 kV
with Tap Changer,
Autotransformer
Phase Shift for 24-Pulse
configuration

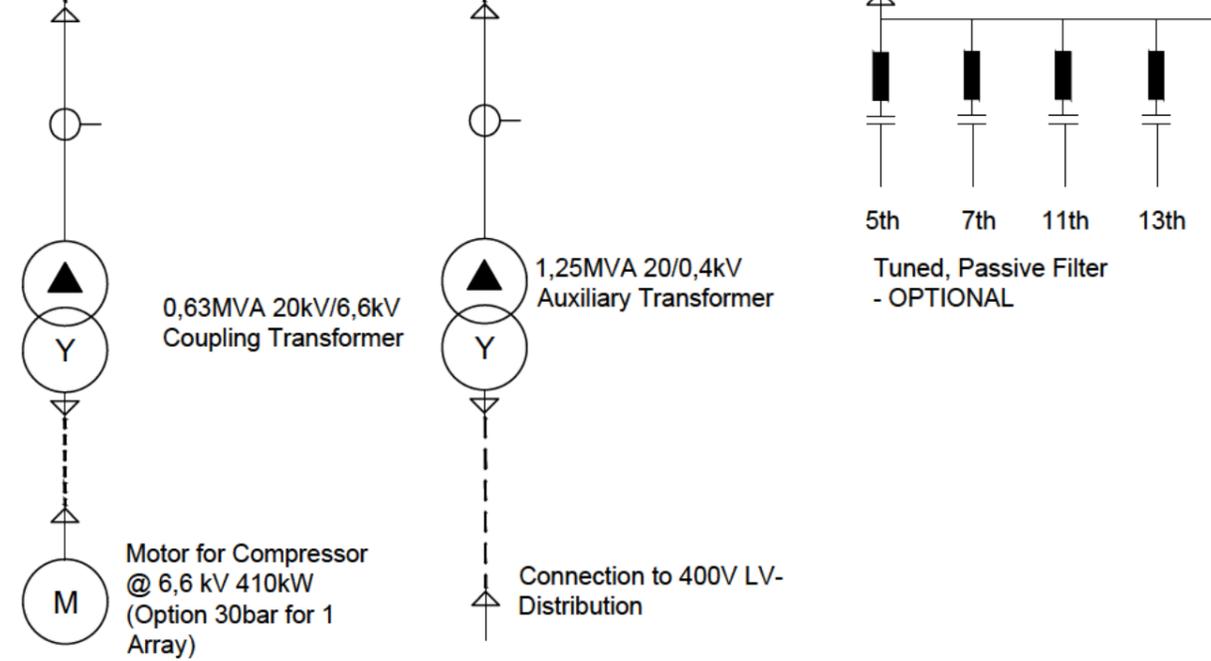
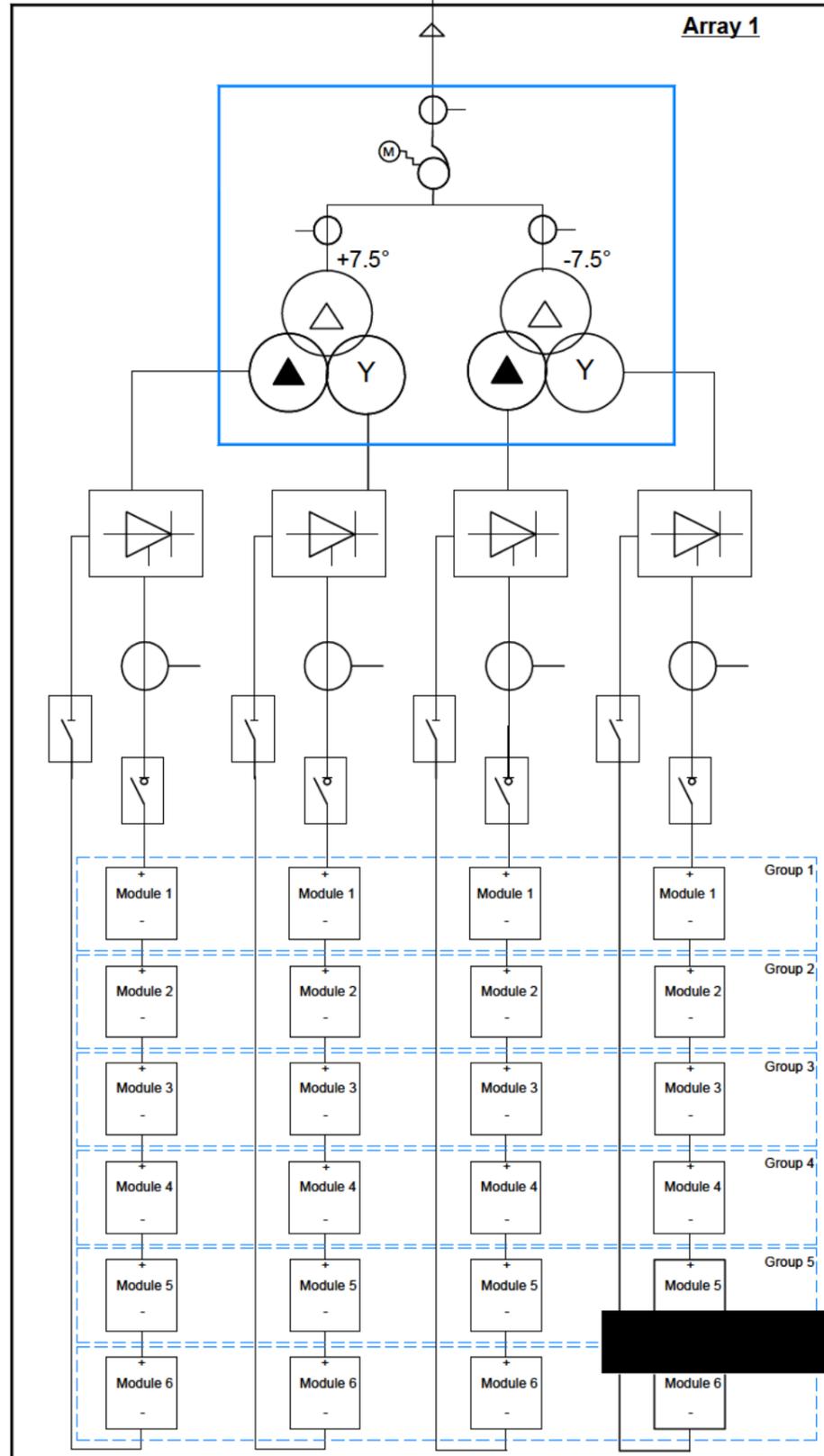
4 x Rectifiers
4x6 Pulse

DC Measurement

DC Disconnecter

DC Circuit Breaker

PEM Elektrolyser
Silyzer 300



Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia n°11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
SILYZER 300 System. Single Line Diagram

Titular:
UTU SOLAR, S.L.
CIF: B04959284

4

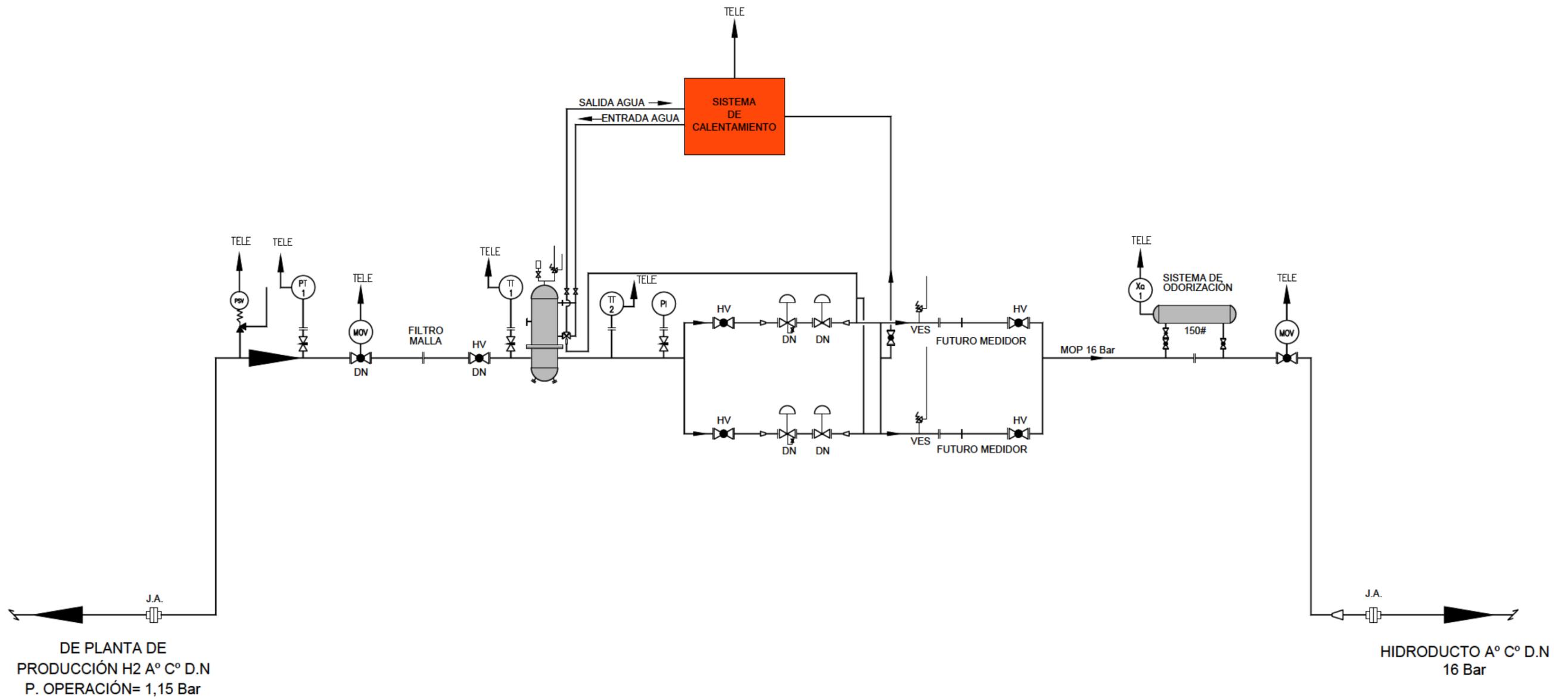
Autor del proyecto:

Ingeniero Industria

Fecha:
AGOSTO 2021

Escala:
S/E

UNIDAD DE REGULACIÓN Y ODORIZACIÓN



VALORES INICIALES
 CAUDAL MAX OPERACION 7.377 m3(n)/h PRESIÓN DE OPERACIÓN ENTRADA= 1,15 BAR PRESIÓN MAXIMA DE OPERACIÓN SALIDA= 16 BAR TEMPERATURA =15°C

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia n°11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

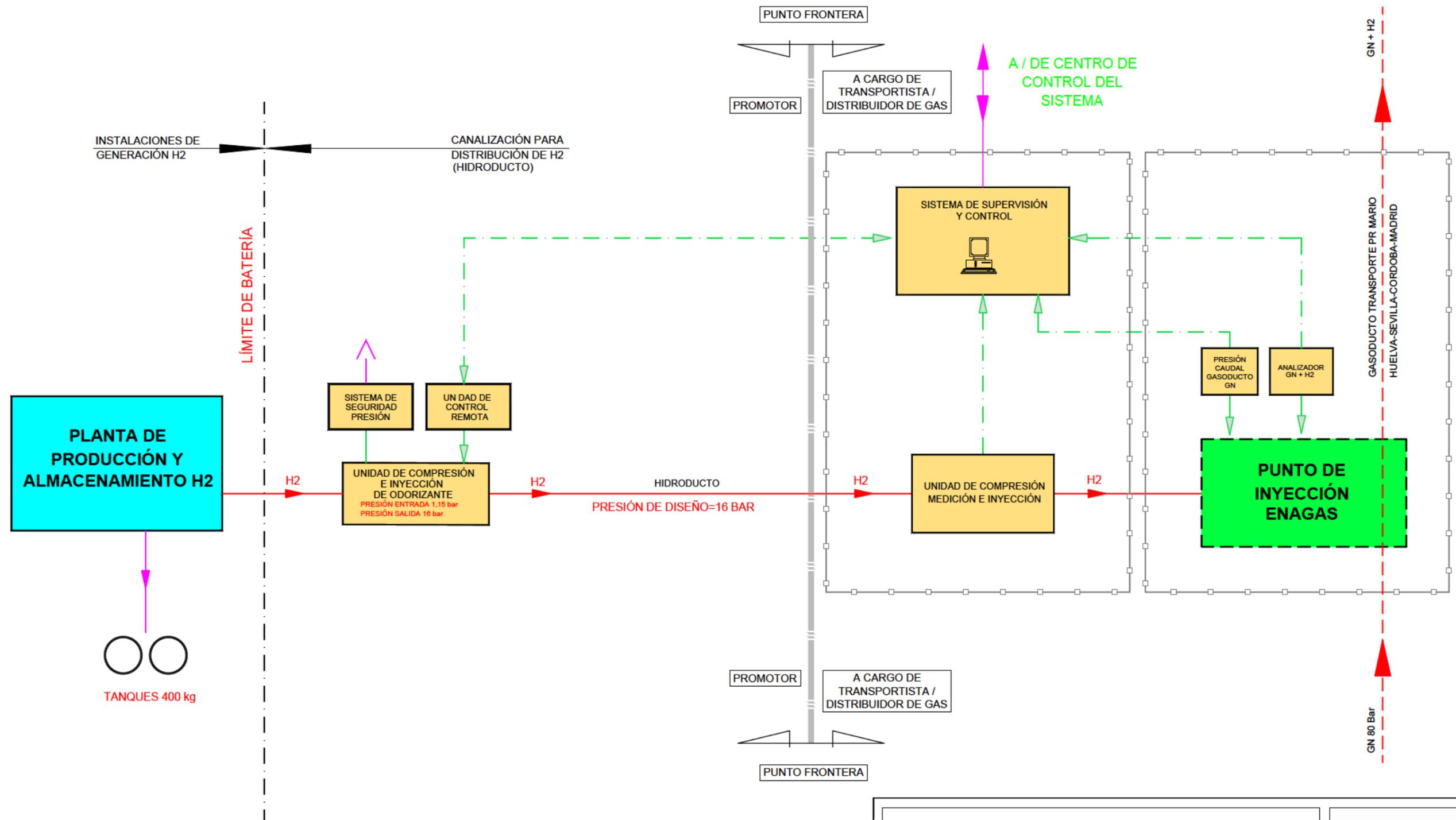
PLANO:
UNIDAD DE REGULACIÓN Y ODORIZACIÓN

Titular:
 UTU SOLAR, S.L.
 CIF: B04959284

5

Autor del proyecto: [Redacted]	Ingeniero Industrial [Redacted]	Fecha: AGOSTO 2021	Escala: S/E
-----------------------------------	------------------------------------	-----------------------	----------------

SISTEMA DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN E INYECCIÓN DE H2 EN GASODUCTO DE GAS NATURAL



HIDRODUCTO VALORES
 CAUDAL MAX OPERACION= 7.377 m3(n)/h PR [REDACTED]
 MAXIMA DE OPERACIÓN ENTRADA= 1,15 BAR PRESION [REDACTED]
 MAXIMA DE OPERACIÓN SALIDA= 16 BAR
 TEMPERATURA =15°C

Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
 energía fotovoltaica
 Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
 URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
 Tel +34 952 76 56 66
 www.ansasol.com

PLANO:
SISTEMA DE GENERACIÓN, DISTRIBUCIÓN E INYECCIÓN DE H2 EN GASODUCTO DE GAS NATURAL

Titular:
 UTU SOLAR, S.L.
 CIF: B04959284

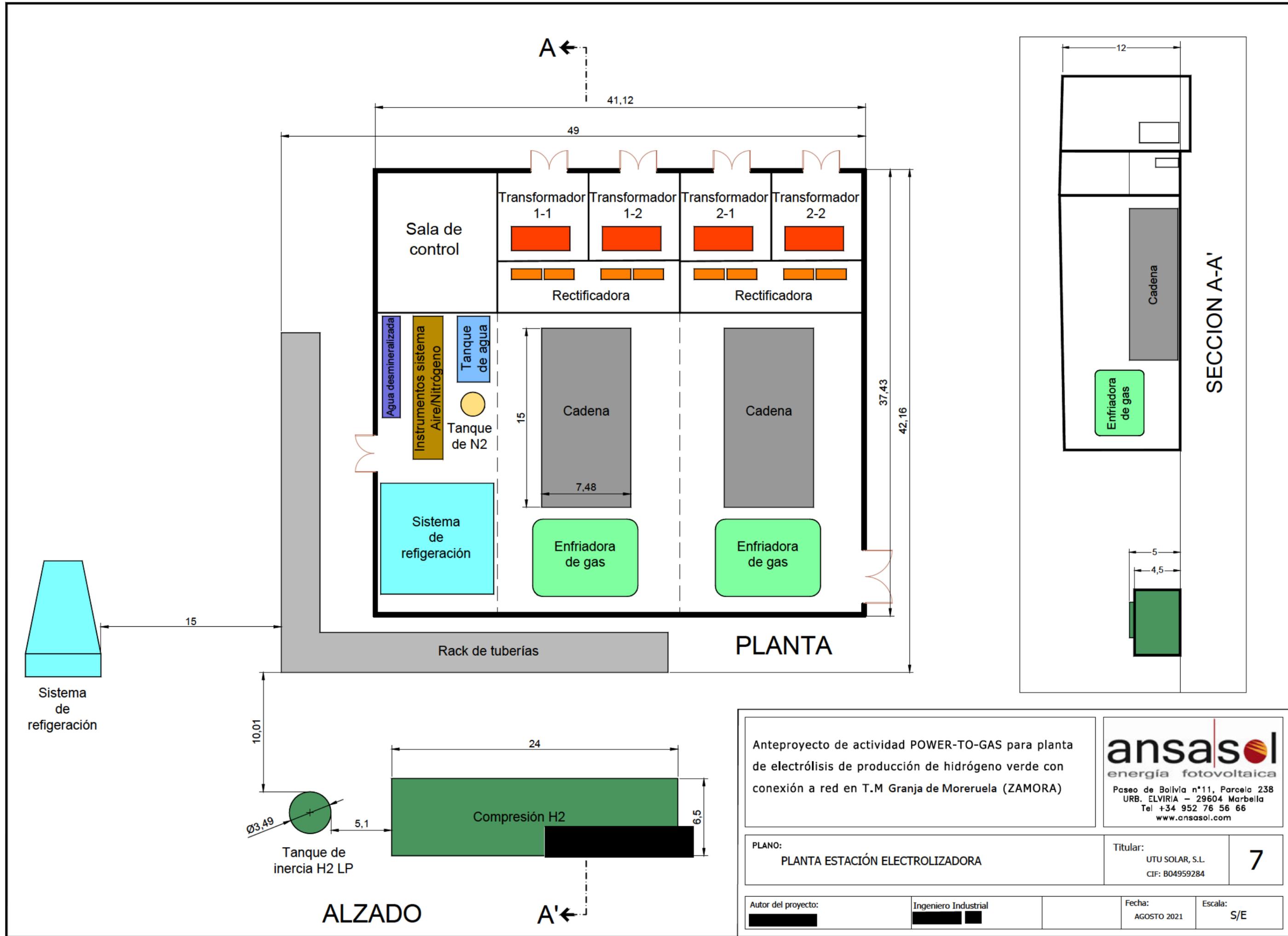
6

Autor del proyecto:
 [REDACTED]

Ingeniero Industrial
 [REDACTED]

Fecha:
 AGOSTO 2021

Escala:
 S/E



Anteproyecto de actividad POWER-TO-GAS para planta de electrólisis de producción de hidrógeno verde con conexión a red en T.M Granja de Moreruela (ZAMORA)

ansasol
energía fotovoltaica

Paseo de Bolivia nº11, Parcela 238
URB. ELVIRIA - 29604 Marbella
Tel +34 952 76 56 66
www.ansasol.com

PLANO:
PLANTA ESTACIÓN ELECTROLIZADORA

Titular:
UTU SOLAR, S.L.
CIF: B04959284

7

Autor del proyecto:
[Redacted]

Ingeniero Industrial
[Redacted]

Fecha:
AGOSTO 2021

Escala:
S/E