

Proyecto Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

Revisión del estado de la tecnología y perspectivas de implementación de electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Autor: Javier de Lara Montávez

Tutor: Alfredo Iranzo Paricio

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería de la Energía

Revisión del estado de la tecnología y perspectivas de implementación de electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Autor:

Javier de Lara Montávez

Tutor:

Alfredo Iranzo Paricio

Profesor Sustituto Interino

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2021

Proyecto Fin de Carrera: Revisión del estado de la tecnología y perspectivas de implementación de
electrolizadores de óxido sólido (SOEC)

Autor: Javier de Lara Montávez

Tutor: Alfredo Iranzo Paricio

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis amigos

Agradecimientos

A mis padres por inculcarme disciplina y darme apoyo. Al resto de mi familia y amigos por estar cuando les necesito.

Javier de Lara Montávez

Estudiante del Grado en Ingeniería de la Energía

Sevilla, 2021

Resumen

El aumento de la temperatura global del planeta es una de las consecuencias del cambio climático provocado por las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero. Estas emisiones provienen principalmente de los vehículos, la industria y la generación de energía. Se está realizando un esfuerzo conjunto y coordinado por parte de empresas privadas, organismos gubernamentales y entidades de carácter investigativo para frenar y en algún momento revertir esta situación, lo que se traduce en el despliegue de tecnologías y actividades novedosas en estos tres sectores que comienzan por la puesta en marcha de proyectos de investigación y demostración subvencionados.

Estas actividades y tecnologías están orientadas a la descarbonización de procesos y a la generación de energía sin emisión de carbono y entre ellas se encuentra la producción de hidrógeno generado a partir de energías renovables y electrolizadores. Los electrolizadores son dispositivos capaces de producir hidrógeno a través de la electrólisis del agua, proceso que precisa de energía térmica y eléctrica. El hidrógeno es considerado un vector energético, puesto que se genera a través de calor y electricidad y puede almacenar energía para su posterior reconversión en calor y electricidad, que podría ser la clave para el despliegue masivo de energías renovables.

Existen tres grandes tipos de electrolizadores: los de membrana polimérica, PEMEL, los alcalinos, ACEL, y los de óxido sólido, SOEC. Este TFG se centra en el estado de la tecnología de los electrolizadores de óxido sólido y las perspectivas de implementación de estos. Incluye:

- una explicación del principio de funcionamiento de la electrólisis y del principio de funcionamiento de los tres tipos de electrolizadores, profundizando más en los SOEC
- una comparación entre tecnologías donde cabe recalcar las altas eficiencias que se consiguen con SOEC y la disponibilidad de los materiales que utiliza
- limitaciones de los SOEC
- investigaciones relevantes para esta tecnología como análisis energéticos y exergéticos de una planta SOEC, modelos electromecánicos de electrolizadores de óxido sólido alimentados con vapor, estudios para la integración de SOEC con varias fuentes renovables, explicación sobre el funcionamiento reversible de células de óxido sólido, explicación de la coelectrólisis como vía para descarbonizar procesos y un proyecto para realizar pruebas de estrés aceleradas en estos dispositivos a fin de entender y controlar sus mecanismos de degradación
- proyectos operacionales de demostración que integran SOEC
- electrolizadores de óxido sólido disponibles en el mercado
- perspectivas de implementación de los SOEC
- una conclusión

El electrolizador de óxido sólido parece una tecnología prometedora por las siguientes razones: con el aumento de la demanda de hidrógeno se requiere más eficiencia para generarlo, de lo contrario la situación se torna insostenible, permite la coelectrólisis para la generación de gas sintético utilizable en sectores como la industria química y la siderúrgica además de habilitar la descarbonización de los procesos que llevan a cabo. Pueden generar hidrógeno verde a partir de energías renovables y, aunque no es el tema principal de este TFG, la operación reversible de las celdas de óxido sólido permite operar los SOEC como SOFC, es decir, este hidrógeno verde se reconvierte en electricidad. Este modo de operación puede habilitar el despliegue a escala de energías renovables porque permitiría el almacenamiento de energía equilibrando así la curva de producción y demanda.

Abstract

The increase in the global temperature of the planet is one of the consequences of climate change caused by greenhouse gas emissions into the atmosphere. These emissions come mainly from vehicles, industry and energy generation. A joint and coordinated effort is being made by private companies, government agencies and research entities to curb and eventually reverse this situation, which translates into the deployment of innovative technologies and activities in these three sectors, starting with the implementation of subsidized research and demonstration projects.

These activities and technologies are aimed at decarbonizing processes and generating energy without carbon emissions, including the production of hydrogen generated from renewable energies and electrolyzers. Electrolyzers are devices capable of producing hydrogen through the electrolysis of water, a process that requires thermal and electrical energy. Hydrogen is considered an energy vector, since it is generated through heat and electricity and can store energy for later reconversion into heat and electricity, which could be the key to the massive deployment of renewable energies.

There are three main types of electrolyzers: polymer membrane electrolyzers, PEMEL, alkaline electrolyzers, ACEL, and solid oxide electrolyzers, SOEC. This TFG focuses on the state of the art of solid oxide electrolyzers and the prospects for their deployment. It includes:

- an explanation of the working principle of electrolysis and the working principle of the three types of electrolyzers, with a more in-depth study of SOECs.
- a comparison between technologies, highlighting the high efficiencies achieved with SOECs and the availability of the materials used
- limitations of SOECs
- research relevant to this technology such as energy and exergy analysis of a SOEC plant, electromechanical modeling of steam-fired solid oxide electrolyzers, studies for integration of SOECs with various renewable sources, explanation of the reversible operation of solid oxide cells, explanation of coelectrolysis as a way to decarbonize processes and a project to perform accelerated stress tests on these devices to understand and control their degradation mechanisms.
- operational demonstration projects integrating SOECs
- commercially available solid oxide electrolyzers
- prospects for SOEC implementation
- a conclusion

The solid oxide electrolyzer seems a promising technology for the following reasons: with the increasing demand for hydrogen, more efficiency is required to generate it, otherwise the situation becomes unsustainable, it allows co-electrolysis for the generation of synthetic gas usable in sectors such as the chemical and steel industries as well as enabling the decarbonization of the processes they carry out. They can generate green hydrogen from renewable energies and, although it is not the main topic of this TFG, the reversible operation of the solid oxide cells allows SOECs to operate as SOFCs, meaning this green hydrogen is converted into electricity. This mode of operation may enable renewable energy deployment at scale

because it would allow energy storage thus balancing the production and demand curve.

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Ilustraciones	xix
1 Introducción y objetivos	3
1.1. <i>Objetivos</i>	4
1.2. <i>Evidencias e impactos de la crisis medioambiental</i>	4
1.3. <i>Energías renovables, producción de hidrógeno y economía del hidrógeno</i>	5
1.4. <i>Electrolizadores de óxido sólido en Power-to-X</i>	6
2 Electrólisis, principio de funcionamiento de electrolizadores	9
2.1. <i>Principio físico de la electrólisis</i>	9
2.2. <i>Condiciones de operación de la electrólisis</i>	10
2.3. <i>Eficiencias del proceso de electrólisis</i>	10
2.3.1. Eficiencia termodinámica	11
2.3.2. Eficiencia de Faraday	12
3 Tipos de electrolizadores	12
3.1. <i>PEMEL</i>	12
3.1.1. Principio de operación y cualidades físico-técnicas	13
3.2. <i>AEL</i>	14
3.2.1. Principio de operación	14
3.3. <i>SOEC</i>	15
3.3.1. Principio de operación y cualidades físico-técnicas	15
3.3.2. Eficiencia de la electrólisis SOEC	15
3.3.3. Voltaje de operación de celda SOSE	19
3.4. <i>Comparación entre electrolizadores y sus tipos de electrólisis</i>	20
4 Estado de la tecnología SOEC	24
4.1. <i>Limitaciones de la tecnología SOEC para electrólisis de alta temperatura</i>	24
4.2. <i>Estudios, modelos experimentales e investigaciones</i>	27
4.2.1. Análisis energético y exergético de planta con SOEC	27
4.2.2. Modelo electromecánico de electrolizador de vapor de óxido sólido, SOSE	29
4.2.3. Celdas de óxido sólido reversibles	30
4.2.4. Coelectrólisis en SOEC	32
4.2.5. SOECs acoplados a EERR	32

4.2.6.	Proyecto AD ASTRA: pruebas de estrés aceleradas para SOEC	41
4.3.	<i>Proyectos operacionales que integran SOEC</i>	41
4.3.1.	Proyecto GrInHy y GrInHy2.0: generación de hidrógeno industrial verde para metalurgia	44
4.3.2.	Proyecto MultiPLHY: descarbonización de la industria de los combustibles	48
4.3.3.	Proyecto e-CO2Met	49
4.3.4.	Proyecto REFLEX	51
4.3.5.	Proyecto SWITCH	52
4.3.6.	Proyecto CH2P	55
4.3.7.	Proyecto NEWSOC	58
4.3.8.	Proyecto GAMER	59
4.3.9.	Proyecto MegaSyn	62
4.3.10.	Proyecto REACTT	63
4.3.11.	Planta de fabricación de electrolizadores SOEC de Haldor Topsoe	63
4.4.	<i>Equipos SOEC comerciales y sus especificaciones técnicas</i>	63
4.4.1.	Sunfire	65
4.4.2.	Elcogen	66
4.4.3.	Haldor Topsoe	70
5	Perspectivas de implementación de SOEC	71
6	Conclusiones	75
	Bibliografía	76

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Comparación de electrólisis y materiales de electrolizadores

25

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Emisiones antropogénicas de GEI	4
Ilustración 2. Economía del hidrógeno y sus emisiones	6
Ilustración 3. Esquematización Power to gas	7
Ilustración 4. Esquema de funcionamiento de celda electrolítica con agua	10
Ilustración 5. Eficiencia termodinámica de celdas PEM en función de U_{cell}	11
Ilustración 6. Diseño de celda PEM y principio de funcionamiento	12
Ilustración 7. Materiales PFSA usados en PEMEL	12
Ilustración 8. Componentes de célula PEMEL y materiales de fabricación utilizados	13
Ilustración 9. Diseño tipo y balance de planta con electrolizador de membrana polimérica	13
Ilustración 10. Diseño de celda AC y principio de funcionamiento	14
Ilustración 11. Diseño tipo y balance de planta con electrolizador alcalino	15
Ilustración 12. Entorno de producción de gas de síntesis y gasolina a partir de electrólisis con SOEC y captura de carbono	16
Ilustración 23. Flexibilidad de uso de la electrólisis de alta temperatura	16
Ilustración 14. Diseño de celda SO y principio de funcionamiento	17

Ilustración 15. Esquema de producción de H ₂ mediante SOSE	18
Ilustración 16. Célula de óxido sólido, configuración planar	18
Ilustración 37. Indicadores clave de rendimiento para cuatro tecnologías de electrolizador en 2020 y 2050	23
Ilustración 18. Test de durabilidad de 1000 horas en pila Ceramatec para dos densidades de corriente	26
Ilustración 19. Test de durabilidad de 1900 horas en pila Ceramatec para 0.25 A/cm^2 de densidad de corriente	26
Ilustración 20. Test de durabilidad de 1000 horas en pilas MSRI	27
Ilustración 21. Esquema de planta de producción de H ₂ con SOEL	28
Ilustración 22. Demanda de energía frente a temperatura en planta SOEC	28
Ilustración 23. Flujos de energía y exergía en planta SOEC con densidad de corriente 5000 A/m^2 y 1073K	29
Ilustración 24. Curva J-V para celdas soportadas por cátodo, ánodo y electrolito en SOSE	30
Ilustración 25. Operación como SOFC o como SOEC de los ReSOCs	31
Ilustración 26. Esquema de almacenamiento eléctrico a partir de ReSOC con funcionamiento en dos modos de operación y tanques de almacenamiento	32
Ilustración 27. Esquema de funcionamiento térmico de central SOEC acoplada a geotermia	33
Ilustración 28. Sistema de electrólisis recuperativo y autosuficiente acoplado a sistema de concentración solar	34
Ilustración 29. Temperatura de gases de salida versus utilización de vapor para distintos voltajes de operación	35
Ilustración 30. Eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 10 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor	36
Ilustración 31. Eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 50 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor	36
Ilustración 32. Eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 250 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor	37
Ilustración 33. Tipos de electrólisis para planta de generación de H ₂ mediante eólica marítima	38
Ilustración 34. Electrólisis PEM, SOEC y Alcalina para escenarios pesimista, base y optimista para planta de generación de H ₂ mediante eólica marítima	38
Ilustración 35. Rango de precio de los componentes y procesos del sistema de producción de H ₂ con eólica en alta mar para tres escenarios	39
Ilustración 36. Coste de los componentes respecto al total invertido para el caso base	40
Ilustración 37. Producción de hidrógeno, demandas de energía y eficiencia para tres casos integrando tecnología PEM y SOEC en la planta de producción de H ₂ con eólica en alta mar	40
Ilustración 38. Comparación del precio del kilo de H ₂ producido con PEM o con SOEC incluyendo y excluyendo su transporte para tres escenarios	40
Ilustración 39. Ubicación y nombre de proyectos que involucran H ₂ operacionales o en vías	42

de serlo en 2021

Ilustración 40. Financiación de tecnología SOEC por FCH JU	43
Ilustración 41. Apoyo financiero de FCH JU a tecnologías de óxido sólido	43
Ilustración 42. Evolución de la capacidad y el precio de la misma para SOEL	44
Ilustración 43. Primera iteración del proyecto GrInHy en 2015	44
Ilustración 44. Proyecto GrInHy, primera demostración de producción de H2 verde eficiente	45
Ilustración 45. Celda SOEC, stacks y módulos del proyecto GrInHy	45
Ilustración 46. Actualización del proyecto GrInHy	46
Ilustración 47. Diseño de GrInHy2.0	46
Ilustración 48. Modelos mejorados de electrolizadores con más stacks por módulo	46
Ilustración 49. Consumo y producción de H2 en Nm ³ para GrInHy2.0	47
Ilustración 50. Suministro de hidrógeno a la fábrica Salzgitter Flachstahl	48
Ilustración 51. Producto Sunfire-Hylink SOEC utilizado en el proyecto MultiPLHY	48
Ilustración 52. Esquema del proceso MultiPLHY	49
Ilustración 53. Refinería total en Leuna, Alemania, TotalEnergies	49
Ilustración 54. Esquema del proyecto e-CO ₂ Met, TotalEnergies	50
Ilustración 55. Parque tecnológico de Turín, Italia, sobre el que trabaja el proyecto REFLEX	51
Ilustración 56. Operación de SWITCH como electrolizador SOEC para producción de H2 verde	53
Ilustración 57. Operación de SWITCH como pila de combustible SOFC para producción de H2 gris y electricidad	53
Ilustración 58. Inputs y outputs del sistema SWITCH	54
Ilustración 59. Interacción entre componentes en cadena de operación del sistema SWITCH en modo SOEC	55
Ilustración 60. Interacción entre componentes en cadena de operación del sistema SWITCH en modo SOFC	55
Ilustración 61. Sistema para estación de recarga de H2, CH2P	57
Ilustración 62. Distribución del sistema CH2P	57
Ilustración 63. Centro tecnológico de Shell, Amsterdam	58
Ilustración 64. Principio de funcionamiento del electrolizador cerámico de protones (PCE)	59
Ilustración 65. Proceso del proyecto GAMER	60
Ilustración 66. Arquitectura de PCE tubular recubierto de BGLC	61
Ilustración 67. Fenómenos de transporte y mecanismos de reacción a través de PCE	61
Ilustración 68. Refinería de petróleo Schwechat, Austria	62
Ilustración 69. Fabricantes de electrolizadores	64
Ilustración 70. Sunfire-HyLink SOEC	65
Ilustración 71. Especificaciones técnicas de equipo Sunfire-HyLink	66
Ilustración 72. Células ElcoCell, de Elcogen	67
Ilustración 73. Especificaciones técnicas de células ElcoCell	68
Ilustración 74. Pilas de óxido sólido ElcoStack E1000 y E3000 de Elcogen	67
Ilustración 75. Especificaciones técnicas de pilas ElcoStack de Elcogen	69

Ilustración 76. Electrolizador SOEC Topsoe, de Haldor Topsoe	70
Ilustración 77. Objetivos del FCH JU hasta 2030 para la producción de H2 verde para el almacenamiento energético y balance de la red usando electrólisis de óxido sólido	72
Ilustración 78. Actividades propuestas por el informe IRENA 2020 para la mejora del rendimiento de los SOEC	73
Ilustración 79. Estado del arte y futuros KPI para los electrolizadores de óxido sólido	74

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La crisis medioambiental es, en su mayor parte, fruto de la mala gestión de la explotación de los recursos naturales utilizados tradicionalmente, del aumento de la población mundial y del consumo energético característico de estilos de vida primermundistas. Estas causas conducen al agotamiento de los recursos, a una disminución en la calidad de estos y a mayores costes de explotación de dichos recursos. También son las responsables del cambio climático. Es necesaria una renovación de las tecnologías que se usan, un cambio en el estilo de vida de la población a nivel mundial junto con una diversificación tanto de la producción de potencia como de otros productos y servicios.

Este desarrollo debe construirse de forma sostenible y ser respetuoso con el medioambiente a largo plazo. El uso de hidrógeno como combustible es una opción a considerar y puede ser generado con diversas tecnologías, entre las que se encuentran unos dispositivos denominados electrolizadores. Los electrolizadores de óxido sólido, SOEC, destacan por su eficiencia y aunque están en un TRL bajo podrían ser un apoyo fundamental en la producción de hidrógeno verde.

Solo es posible analizar por qué del bajo TRL general de la tecnología SOEC si se tiene en cuenta la evolución cronológica de las otras tecnologías de electrolizadores. Hace cincuenta años era extraño que se demandase hidrógeno para aplicaciones fuera de sectores como el químico y en refinerías, es decir, todo el volumen de H₂ se producía in-situ y para una aplicación desvinculada de la propia producción de H₂.

Parece razonable pensar que por aquel entonces el uso de electrólisis para generación de H₂ era un concepto que se había estudiado, pero no se consideraba un asunto prioritario como tampoco era considerado el cambio climático. La investigación no había madurado lo suficiente como para utilizar la tecnología comercialmente. Cuando el problema de las emisiones dejó de poder ser ignorado debido a las repercusiones medioambientales se empezó a invertir en producción de hidrógeno a partir de electrólisis alcalina, que tiene el potencial de emitir menos gases de efecto invernadero a la atmósfera que procesos como el reformado de metano. Más tarde entró en juego la electrólisis con membrana polimérica, que permitía invertir menor capital en generación térmica para la alimentación de los electrolizadores puesto que operaban en un rango de temperaturas más bajo que las alcalinas.

Al mismo tiempo se estudiaban las posibles aplicaciones del hidrógeno como combustible para la automoción, para calefacción en la red de gas natural y, en definitiva, como vector energético capaz de almacenar energía.

Conforme pasaban los años se hacían progresos en las investigaciones de ambas tecnologías y se llegaron a instalar los primeros sistemas en el rango de potencia del kW. La tendencia al incremento de la demanda de H₂ se iba a perpetuar porque la demanda de hidrógeno para la industria, para gas natural y demás aplicaciones aumentaba debido al número creciente de población. Se desvelaría así lo que parecía ser otra situación insostenible: se está demandando un volumen alto de H₂ en todo el globo y su generación seguía produciendo emisiones, además de que el coste de producción aumentaba con el volumen de demanda puesto que las eficiencias de los procesos no están optimizadas y tienen un techo tecnológico.

Es entonces cuando se hace necesaria una tecnología que satisfaga la necesidad de incrementar la eficiencia y permita reducir las emisiones de carbono a la atmósfera simultáneamente. Comenzarían así las investigaciones y financiaciones a la tecnología SOEC para electrólisis de alta eficiencia, que opera en un rango mayor de temperaturas que las tecnologías que se habían estado usando, por lo que necesita mayor energía térmica que eléctrica para producir H₂.

2.1. Objetivos

El objetivo de este TFG es ofrecer una visión general del estado de la tecnología de electrolizadores de óxido sólido, contextualizándola dentro de la tecnología de electrolizadores utilizados en la actualidad. También se proporcionará información sobre proyectos recientes que los incorporen y sobre las perspectivas de implementación de estos en proyectos futuros. Se aportará información sobre conocimientos que puedan aplicarse a los SOEC y se realizará un análisis de las causas que posicionan a esta tecnología en un TRL inferior al de otros electrolizadores.

1.1 Evidencias e impactos de la crisis medioambiental

La causa principal del aumento de temperatura global, el denominado cambio climático, son los gases de efecto invernadero, GEI: son responsables de la retención en la atmósfera de radiación solar reflejada en la superficie terrestre. Parte de esta radiación es redirigida al espacio, pero cuanto más aumenta el contenido en GEI en la atmósfera menor es el volumen de radiación que escapa al espacio, lo que incrementa la temperatura del planeta. En el libro [1](YUE & GAO, 2018) se comparan las emisiones naturales de GEI con las antropogénicas: se estima que del total de emisiones globales anuales de CO₂ equivalente, 54.33-75.5 Gt, 18.13-19.3 Gt son de origen natural: proceden de incendios forestales, océanos, permafrost, volcanes, humedades y terremotos. El resto, un 55.46%, las crea el ser humano.

Estas emisiones se producen en el mismo orden de magnitud que las naturales, por lo que se altera el equilibrio que el planeta impone entre las fuentes y los sumideros de GEI. Como se muestra en la ilustración 1, las principales fuentes de emisión de GEI antropogénicas provienen de sectores como la edificación, la calefacción, la producción de potencia, el transporte y la industria.

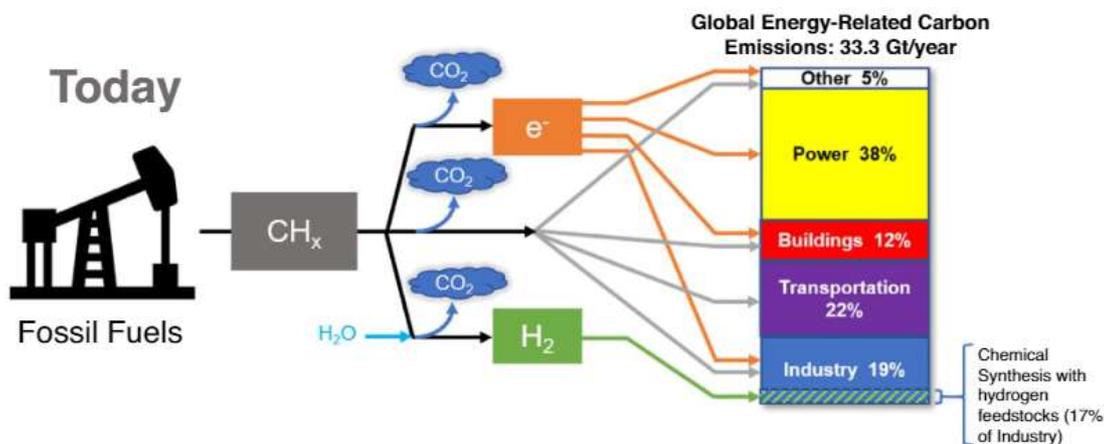


Ilustración 4: emisiones antropogénicas de GEI, [2](Oliveira et al., n.d.)

El artículo [2](Oliveira et al., n.d.) menciona que en 2019 las emisiones de CO₂ vinculadas a la producción de energía alcanzaron las 33.3 Gt métricas. Estas emisiones están creciendo a tal velocidad que se espera que se espere que la temperatura de la Tierra aumente entre 1 y 2 ° C si se mantuviese un escenario de no intervención.

Según el artículo [3](Hanna et al., 2021), se ha alcanzado una situación en la que ya no es suficiente el cese de emisiones de CO₂ a la atmósfera, sino que sería necesario implementar tecnologías de emisión negativa, plantas de captura directa de aire DAC que lo despojen de CO₂, para evitar llegar a una situación medioambiental de no retorno. El artículo hace la siguiente previsión: en un escenario ficticio en el que los gobiernos de múltiples países invirtiesen el capital equivalente al necesario para hacer frente a emergencias del calibre de pandemias o guerras en plantas DAC, en el año 2100 la temperatura global habría aumentado entre 2.4-2.5 ° C. Este estudio asume la situación más rentable, que dichas plantas se energizasen utilizando energías ya desplegadas. Cabe señalar que este aumento de temperatura alteraría el funcionamiento habitual de bastantes ecosistemas, pudiendo finalmente resultar en la extinción de varias especies.

El cambio climático no solo afecta también a aspectos relacionados con la calidad del aire: se ven involucrados

la gestión de la tierra, de los recursos de agua subterránea y, por tanto, la producción agrícola. El artículo [4](Cochand et al., 2021) realiza un estudio que estima que en el siguiente siglo la demanda de agua para irrigación aumentará un 7% con mitigación del cambio climático pero un 40% si no se efectúan cambios al respecto.

Tiene también consecuencias sobre la salud: algunas enfermedades neurológicas están influenciadas a diversos niveles por cambios medioambientales. En la crítica [5](Gulcebi et al., 2021) se llega a la conclusión de que los episodios de epilepsia pueden verse agudizados ya que las causas de las convulsiones que los provocan, entre otras la fiebre, el estrés y falta de sueño, están estrechamente relacionados con cambios de temperatura, humedad y de la composición del aire en el entorno cercano a los afectados.

Estos son algunos ejemplos que evidencian la necesidad de un cambio en el que la producción de hidrógeno podría ser una pieza clave.

1.2 Energías renovables, producción de hidrógeno y economía del hidrógeno

Parece claro que el futuro a medio y largo plazo pasa por la descarbonización de muchos sectores, presentes en la ilustración 1, mediante su electrificación a través de EERR. Las energías renovables más utilizadas, fotovoltaica, eólica e hidráulica, tienen un inconveniente fundamental: la discontinuidad de suministro debido a su dependencia de las condiciones climáticas. Las horas de sol son limitadas y la luz puede ser obstaculizada por nubes. El viento se genera por diferencias térmicas y alcanza velocidades apropiadas solo en determinadas localizaciones. Las precipitaciones son más abundantes en determinados intervalos de tiempo y, aunque pueden acumularse grandes volúmenes de aguas mediante presas, los recursos hídricos están bastante aprovechados en las ubicaciones idóneas para su explotación, hay poco margen de mejora. Estas fuentes de energía son relativamente predecibles mediante registros meteorológicos, pero esto no iguala a la conveniencia que las tradicionales ofrecen a la hora de proporcionar potencia en el tiempo y cantidades deseadas. Estos factores suponen un problema al conectar EERR a la red eléctrica, puesto que se exige que el suministro se de a frecuencia constante y en el momento en el que se demande.

El elemento que habilita la introducción en la red de potencia de más MW de EERR es la incorporación de algún sistema de almacenamiento de energía a gran escala, ya sea en forma térmica, eléctrica o de otra índole. En la actualidad es ineficiente y caro el almacenamiento eléctrico a gran escala mediante baterías, es más viable el almacenamiento térmico, donde podrían utilizarse tanques de sales térmicas en las centrales de concentración solar.

Cabe la posibilidad de utilizar hidrógeno como medio para almacenar energía: el H₂ es considerado un vector energético, un portador de energía químico no emisor, y puede reconvertirse a electricidad mediante pilas de combustible. Si se almacena este hidrógeno en tanques o en accidentes geográficos como cavernas de sal, acuíferos o depósitos agotados de gas natural y petróleo, [6](Tarkowski, 2019), se podría solucionar la intermitencia del suministro de energía renovable para su inyección en red entre otros problemas. Este tipo de almacenamiento parece ser viable para periodos prolongados de tiempo, hasta de estación en estación del año.

El hidrógeno almacenado podría utilizarse en diversos ámbitos, por ejemplo, para su inyección en la red de gas natural para calefacción, en procesos químicos o como combustible de vehículos pesados. Todos los usos mencionados anteriormente, junto con la habilidad de transportarlo licuado en tanques mediante barcos o a través de tuberías si se produce in situ, constituyen el concepto de economía del hidrógeno. Este concepto fue descrito por primera vez en la década de 1970 por John Bockris [7](Bockris, n.d.). La ilustración 2 esquematiza la economía del hidrógeno, mostrando la reducción de emisiones de carbón que supondría su despliegue en comparación con la ilustración 1 e indicando que en el futuro la electrificación y la producción de H₂ convivirán. Hoy en día se usan 88 Mt anuales de H₂, de acuerdo con IEA, [8](IEA, 2019), y en el artículo [2] (Oliveira et al., n.d.) se prevé que la demanda de hidrógeno alcance los 2.3 Gt anuales.

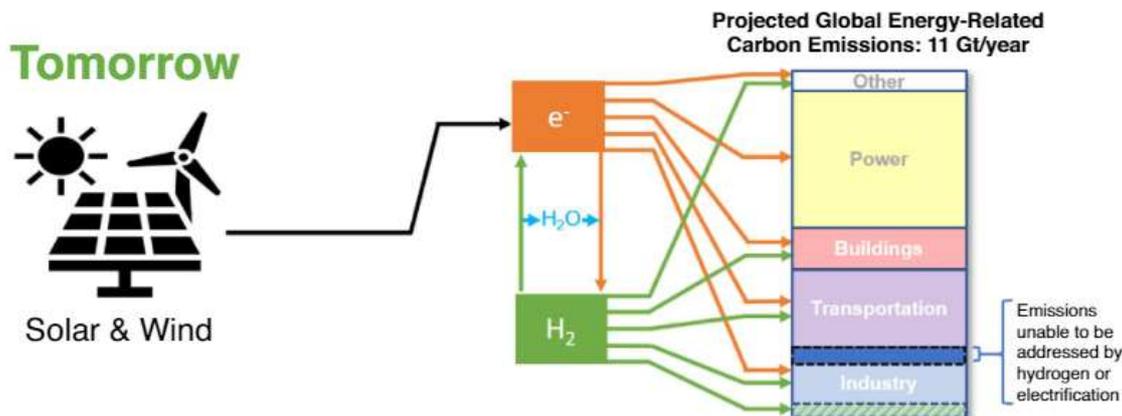


Ilustración 5: economía del hidrógeno y sus emisiones, [2](Oliveira et al., n.d.)

1.3 Electrolizadores de óxido sólido en Power-to-X

Esta sección contextualiza la tecnología SOEC, electrolizadores de óxido sólido, dentro del conjunto de tecnologías que vertebran el concepto de PtX, Power-to-X.

PtX consiste en la transformación de energía eléctrica en otro producto o servicio de valor ([9] Wulf et al., 2020) entre los que listan:

- Combustibles gaseosos como el hidrógeno
- Metano, creado a partir de la producción de hidrógeno y el carbono procedente de procesos de captura de CO₂ atmosférico
- Gas de síntesis: es gas natural, CH₄, enriquecido con H₂, por lo que posee un poder calorífico superior
- Metanol, CH₃OH
- Éter Dimetílico, C₂H₆O
- Combustibles líquidos como el diésel, C₁₂H₂₆, o el amoniaco, NH₃
- Compuestos químicos
- Almacenamiento de energía para su posterior uso

Esta energía inicial puede proceder de:

- fuentes de energía basadas en combustibles fósiles, no es la vía óptima
- calor residual de procesos industriales
- calor residual de ciclos combinados de calor y potencia
- excedentes de energías renovables. Se suelen explotar la fotovoltaica y la eólica, tanto en tierra como offshore, pero podrían utilizarse hidráulica, concentración solar, geotérmica, mareomotriz, etc.

La ilustración 3, [10](Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018), lo esquematiza. Los electrolizadores son dispositivos que disocian la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno a partir de electricidad mediante el fenómeno de la electrólisis. El uso de estos dispositivos es adecuado desde un punto de vista logístico y económico si la electricidad de la que se alimentan proviene de excedentes de producción de energía renovables, ya que su objetivo es producir hidrógeno, un combustible con cero emisiones de carbono o de GEI. Este hidrógeno es conocido como hidrógeno verde. Existen distintos tipos de electrolizadores, entre los que se encuentran los de óxido sólido, SOEC.

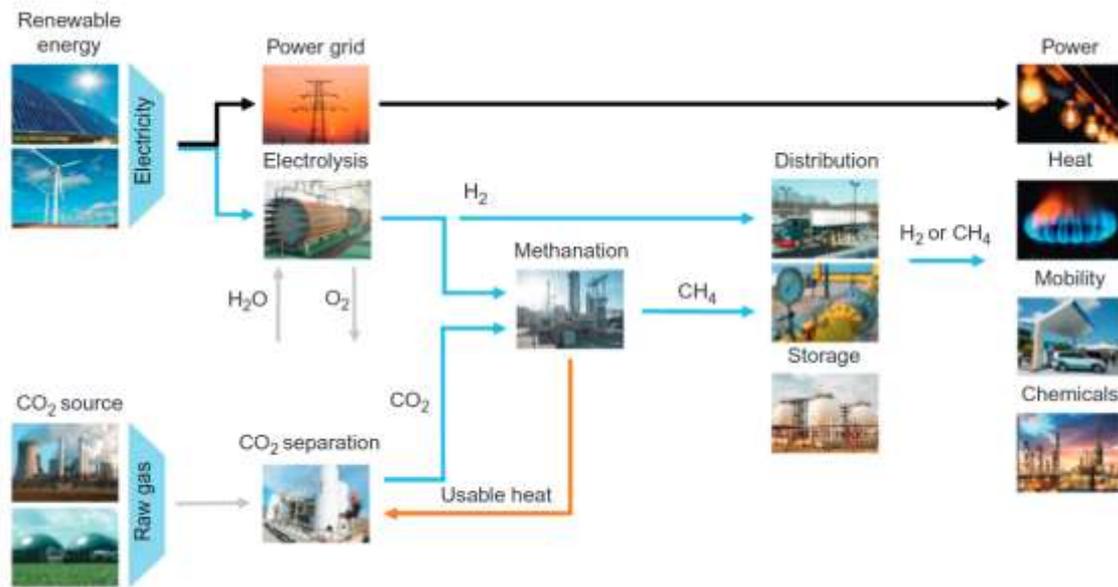


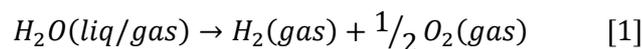
Ilustración 6: esquematización Power to gas, Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018

2 ELECTRÓLISIS, PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE ELECTROLIZADORES

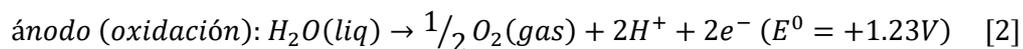
La electrólisis es una técnica que utiliza electricidad para provocar reacciones no espontáneas, esto es, que necesitan de un estímulo externo para suceder. Requiere de un suministro continuo de electricidad, por lo que las fuentes de energía que generen en corriente continua son las más indicadas para acoplarlas a electrolizadores, por ejemplo, la eólica y la fotovoltaica. Estas dos tecnologías son adecuadas para la producción de hidrógeno mediante electrólisis en baja temperatura. Debe tenerse en cuenta el coste de generación de potencia eléctrica de cada tecnología de producción puesto que la electricidad supone del 70-90% del coste del kilogramo de H₂ producido de acuerdo con el libro [10](Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018).

2.1 Principio físico de la electrólisis

La electrólisis del agua tiene como productos hidrógeno y oxígeno en forma gaseosa. Las moléculas de agua pueden separarse, independientemente de su estado de agregación -líquido o vapor-, de acuerdo con la reacción estequiométrica de la ecuación 1:



Los electrolizadores están compuestos por celdas contenidas en apilamientos o stacks. Cada celda contiene fundamentalmente el electrolito (disuelto en agua, un disolvente polar), dos electrodos que pueden ser fabricados con varios tipos de metales y un elemento de separación que impide que los productos de la reacción se difundan. El electrolito es una sustancia química conductora de electricidad compuesta por átomos con carga eléctrica neta, es decir, átomos ionizados. El electrolito es líquido y los productos gaseosos, por lo que pueden separarse fácilmente. Para cerrar el circuito eléctrico que permite el paso de corriente directa, es necesario aplicar un voltaje denominado potencial de descomposición entre los electrodos, que están sumergidos en agua y conectados en serie. Para el caso del agua, este potencial es de 1.23 V. Al cerrarse el circuito uno de los electrodos actúa como ánodo, que está cargado positivamente y donde se produce la reacción de oxidación, y el otro como cátodo, que está cargado negativamente y donde se produce la reacción de reducción. Las reacciones de oxidación y reducción figuran en las ecuaciones 2 y 3 respectivamente:



Los protones transfieren la carga a través del electrolito desde el ánodo al cátodo como se indica en el esquema de funcionamiento de la celda electrolítica con agua de la ilustración 4.

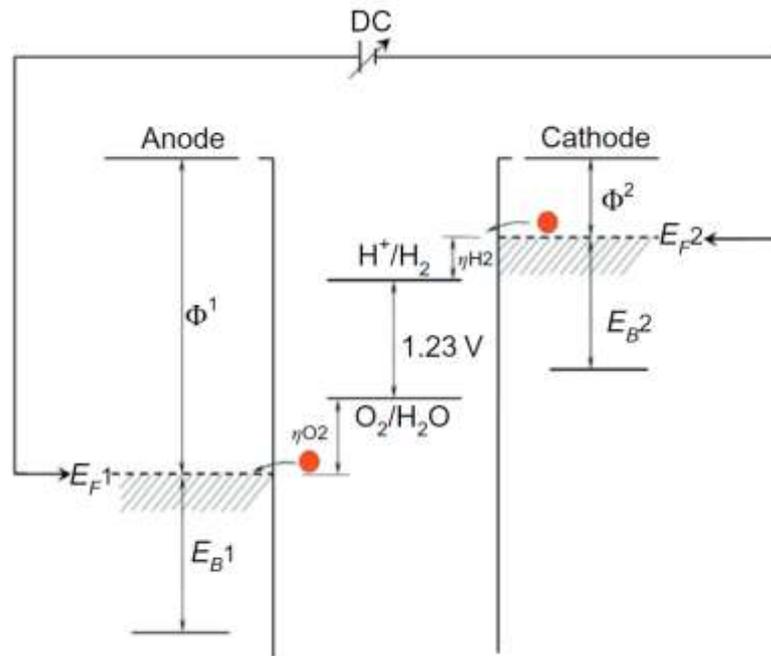


Ilustración 7: esquema de funcionamiento de celda electrolítica con agua, Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018

2.2 Condiciones de operación de la electrólisis

Esta reacción puede provocarse a distintas condiciones de temperatura y presión, pero en función de estas la energía necesaria para producirla cambia. Puede producirse entre la temperatura ambiente y los 1000°C y entre la presión atmosférica y 800 bar. A 1000 °C un tercio de la energía demandada se requiere en forma de calor, cuya producción es más barata que la misma energía de procedencia eléctrica.

En cuanto a la energía específica requerida para disociar las moléculas de agua en unas condiciones de presión y temperatura concretas, se dan dos situaciones diferentes:

- Si el agua es líquida, coincide con el poder calorífico superior de la combustión de H₂ en oxígeno en esas mismas condiciones.
- Si el agua es vapor, equivale el poder calorífico inferior de la combustión de H₂ en oxígeno en esas mismas condiciones.

Independientemente de si los productos de la reacción son considerados gases ideales secos o saturados o gases reales secos o saturados, se cumple que, al aumentar la presión de operación, la energía eléctrica necesaria para la disociación incrementa y la energía térmica necesaria disminuye. Este incremento de energía por operar a mayores presiones no representa un gran porcentaje dentro del total de energía requerida.

2.3 Eficiencias del proceso de electrólisis

Es interesante el concepto de eficiencia fundamentalmente para comparar distintas tecnologías, pero en el caso de los electrolizadores todavía es necesario un consenso que establezca una única definición de este término. Existen dos definiciones en función del campo en el que se apliquen, en el ámbito técnico se usa de eficiencia termodinámica total de la celda de electrolizador, con la que sí se pueden comparar distintas tecnologías de electrolizadores, y en el ámbito industrial y empresarial se usa un coeficiente de eficiencia, más práctico y directo.

El coeficiente de eficiencia, ε , se define como el cociente de la energía obtenida a partir de los productos de la

reacción entre la energía consumida por la electrólisis.

Respecto a la cinética de la electrólisis, en el libro [10](Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018) se menciona que la temperatura es el factor que controla con mayor fuerza la cantidad de disipación interna de la reacción y la eficiencia de la misma.

La eficiencia termodinámica total de la celda de electrolizador resulta del producto de la eficiencia termodinámica y la eficiencia de Faraday o culómbica, definidas en los siguientes subapartados.

2.3.1 Eficiencia termodinámica

La eficiencia termodinámica de la electrólisis, ε_d , donde el subíndice hace referencia a la disociación del agua, se define como el cociente entre la energía necesaria para realizar el proceso en condiciones reversibles y la requerida en condiciones irreversibles. Ambas energías medidas en las mismas condiciones de temperatura y presión. Suele expresarse de forma más práctica como el cociente entre la tensión reversible y la tensión de operación de la célula como figura en la ecuación 4:

$$\varepsilon_d = \frac{U_{rev}}{U_{cell}} \quad [4]$$

La celda opone resistencia al paso de corriente en forma de tres impedancias:

- Disipación óhmica, de electrones, a través del cableado eléctrico y de los electrodos
- Disipación iónica en el electrolito
- Procesos de transferencia de carga en el ánodo y el cátodo, en la interfase entre los electrodos y el electrolito

La disipación es la causa principal de la degradación energética durante la electrólisis.

En la ilustración 4 se grafica el rendimiento termodinámico de la electrólisis para la tecnología PEM en función de la tensión de operación de la célula. U_{tn} es el voltaje termo-neutro, definido como aquel voltaje que genera una disipación térmica interna que cubre los requerimientos de entropía. Es más práctico trabajar con entalpía que con entropía, la ecuación de Gibbs-Helmholtz permite trabajar en términos de entalpía relacionando ambos términos a través de la energía libre de Gibbs. Se obtiene así una expresión analítica para calcular la tensión termo-neutra, que para la tecnología PEM es de 1.48V como se indica en la ilustración 5.

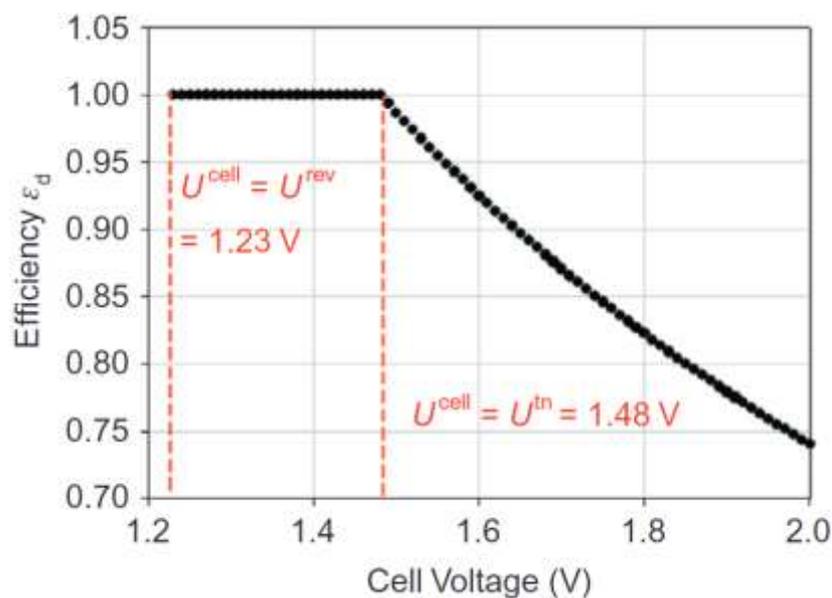


Ilustración 8: eficiencia termodinámica de celdas PEM en función de U_{cell}

2.3.2 Eficiencia de Faraday

La eficiencia de Faraday o eficiencia culómbica, ε_C , es función de la temperatura y presión de operación, así como de la densidad de corriente en funcionamiento.

La pérdida de eficiencia culómbica la provocan:

- Reacciones de transferencia de carga parasitarias en alguna o ambas interfases electrodo-electrolito
- Recombinación espontánea de los productos de la reacción

La cantidad de productos que se recombinan en su paso a través de la interfase que separa las celdas, ya sea química o electroquímicamente, depende del material con el que se fabrican estas.

En las celdas PEM, cuando se opera a altas presiones, el problema de la permeación cruzada de gas se agudiza. La permeación cruzada de gas es el paso de pequeñas cantidades de productos gaseosos a través de la membrana de la celda, una situación indeseada puesto que el objetivo es extraerlos del electrolizador.

3 TIPOS DE ELECTROLIZADORES

Existen fundamentalmente tres tipos de electrolizadores: los alcalinos, los de membrana polimérica y los de óxido sólido. Los alcalinos se desarrollaron primero puesto que presentan menos problemas de corrosión porque se realiza la pasivación de los metales de transición -pierden reactividad química en presencia de condiciones ambientales específicas-. Con el paso de los años se invirtió en la investigación y desarrollo de las otras tecnologías hasta el punto de que la potencia alcalina instalada está siendo alcanzada poco a poco por la de membrana polimérica. La electrólisis de alta eficiencia mediante electrolizadores de óxido sólido lleva siendo estudiada desde los ochenta, pero solo en la última década ha recibido financiación y atención investigativa llevándola así a aumentar su potencia instalada y capacidad de producción de H₂ significativamente y a alta velocidad.

3.1 PEMEL

Se los conoce como electrolizadores de membrana polimérica o electrolizadores de membrana de intercambio de protones. Su electrolito es sólido, una membrana porosa permeable al paso de protones de hidrógeno.

3.1.1 Principio de operación y cualidades físico-técnicas

En este tipo de electrolizadores la reacción redox se produce a temperatura cercanas al ambiente, [10] (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018), conforme a las ecuaciones redox 2 y 3, propias de un medio ácido.

La ilustración 6 muestra un esquema del diseño de una celda PEM y su principio de funcionamiento, donde se aprecia que el portador de carga está cargado positivamente y circula a través del electrolito, la membrana polimérica, desde el ánodo hasta el cátodo.

Cada celda PEMEL está compuesta por los componentes indicados en la ilustración 6, el cátodo y el ánodo, colectores de corriente porosos, capas de catalizadores y la membrana polimérica

En la electrólisis PEM no suele haber limitaciones en el transporte de masa puesto que el reactivo es agua líquida, que es fácilmente bombeable a los lugares de reacción. Los productos de la reacción, hidrógeno y oxígeno gaseosos, pueden ser desplazados del lugar de la reacción sin complicaciones. A temperaturas de 250°C la cinética de oxidación del agua en oxígeno es lenta.

En este tipo de electrolizadores solo se da la pérdida de eficiencia culómbica por recombinación de productos de reacción. Esto sucede porque la membrana no es completamente impermeable a los productos gaseosos.

Los electrolizadores PEM usan materiales poliméricos perfluoroalquil sulfonato, PFSA, que dejan pasar la totalidad de los protones mientras atrapan las especies ácidas. En la tabla de la ilustración 7 se muestran algunos materiales PFSA usados en PEMEL junto con cualidades significativas.

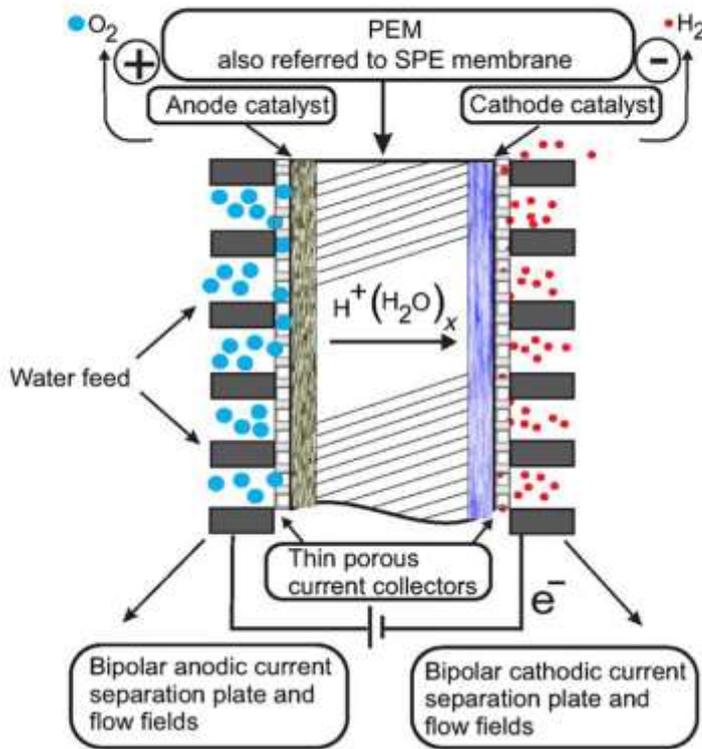
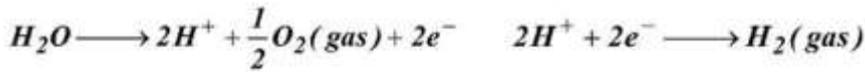


Ilustración 6: diseño de celda PEM y principio de funcionamiento, (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018)

Table 4.1 Characteristics of Several PFSA Materials Used in PEM in PEM Water Electrolysis Cells					
Supplier	Trade Name	Thickness (µm)	EW (g/mol ¹)	Resistance (mΩ/cm ²)	Voltage@ 1 A/cm ² (mV)
Ion Power	Nafion N1110	254	1100	328	328
Ion Power	Nafion 117	178	1100	230	230
Ion Power	Nafion 115	127	1100	168	168
Ion Power	Nafion NR212	50.8	1100	66	66
Ion Power	Nafion NR211	25.4	1100	33	33
Fumatech	F10180 (+PTFE)	150–180	1000	< 500	< 500
Solvay	Aquivion E87–12S	120	870	117	117
Solvay	Aquivion E98–18S	180	980	207	207

Ilustración 7: materiales PFSA usados en PEMEL, (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018)

La ilustración 8 esquematiza el orden que ocupa cada elemento en la celda y detalla los materiales con los que se fabrican estos componentes:

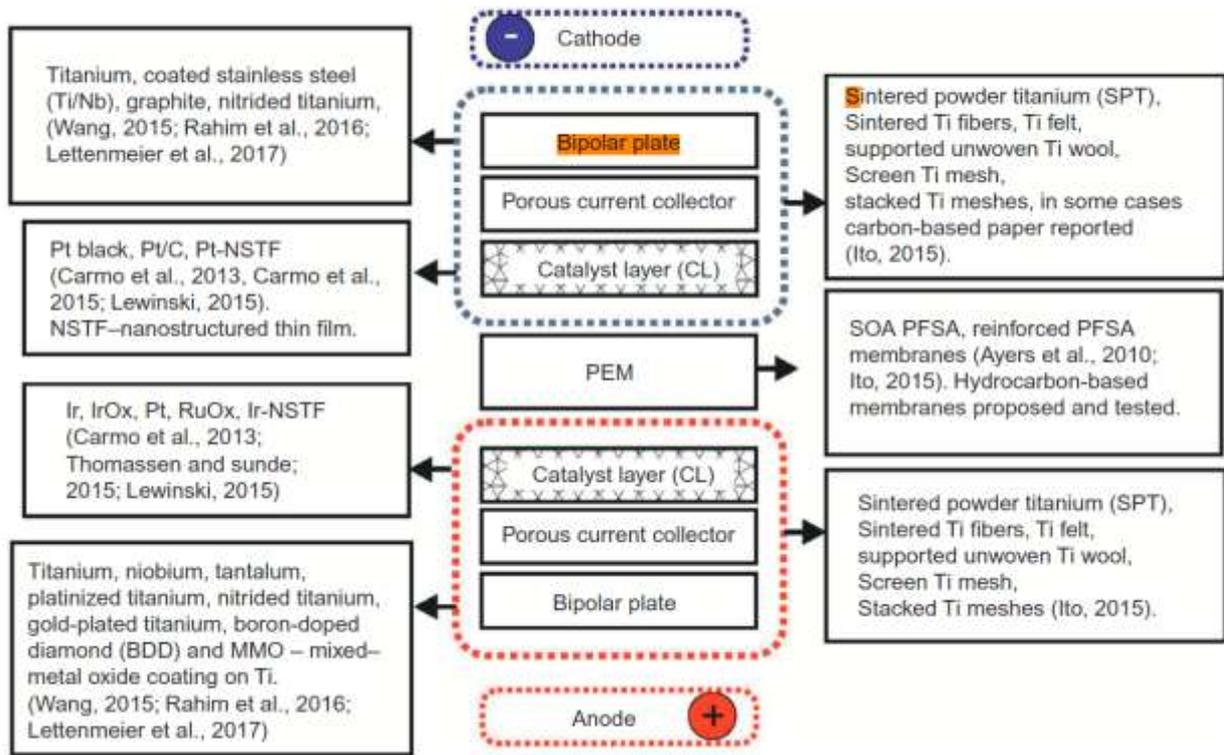


Ilustración 8: componentes de célula PEMEL y materiales de fabricación utilizados, (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018)

En la ilustración 9 se muestra el diseño típico y el balance de una planta que integra tecnología PEMEL, de acuerdo con el informe IRENA 2020, [11](International Renewable Energy Agency, 2020):

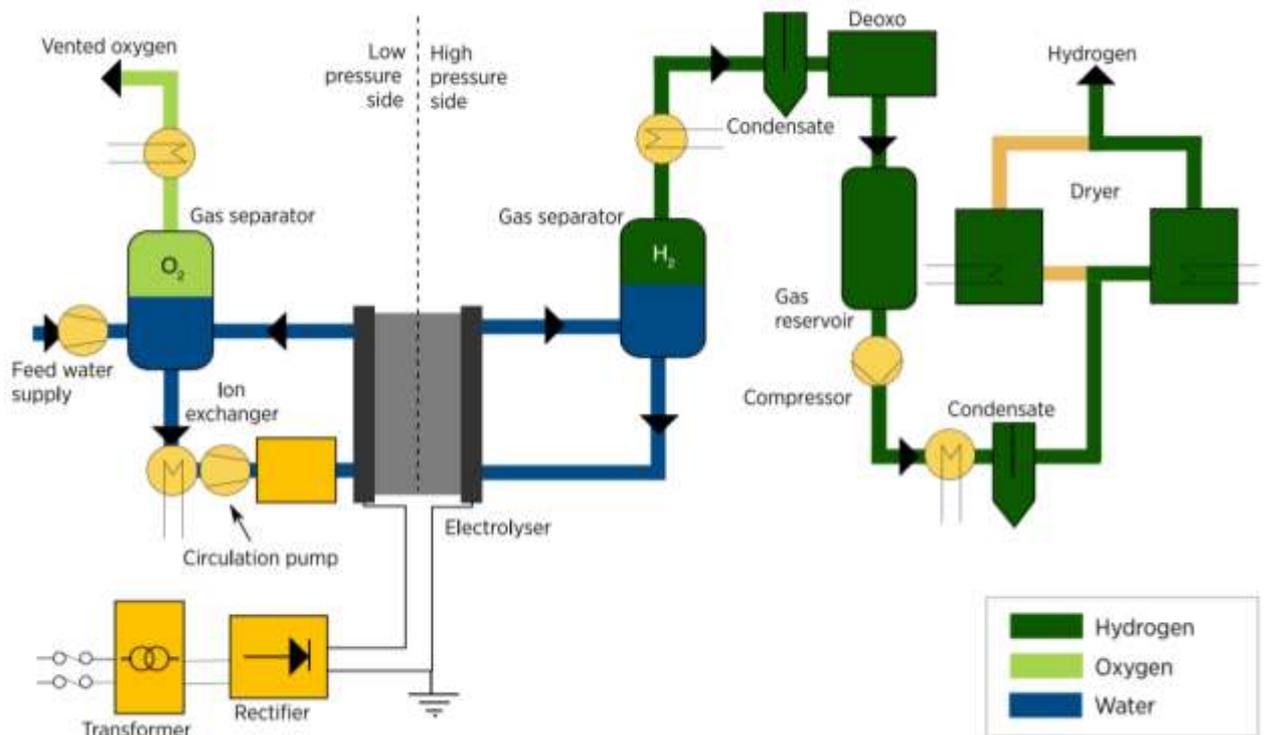


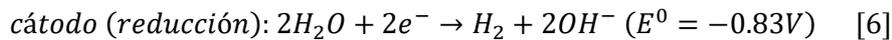
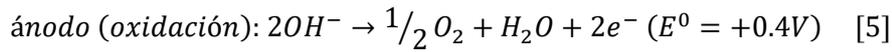
Ilustración 9: diseño tipo y balance de planta con electrolizador de membrana polimérica, International Renewable Energy Agency, 2020(International Renewable Energy Agency, 2020)

3.2 AEL

3.2.1 Principio de operación

Son conocidos como electrolizadores alcalinos, los más desarrollados tienen electrolito líquido.

En estos la reacción se produce a temperaturas parecidas a la ambiental, [10] (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018), de acuerdo con las reacciones de redox propias del medio alcalino que figuran en las ecuaciones 5 y 6:



Los iones hidroxilo transfieren la carga a través del separador de electrodos desde el cátodo al ánodo, puesto que el portador de carga está cargado negativamente, como se indica en la ilustración 10:

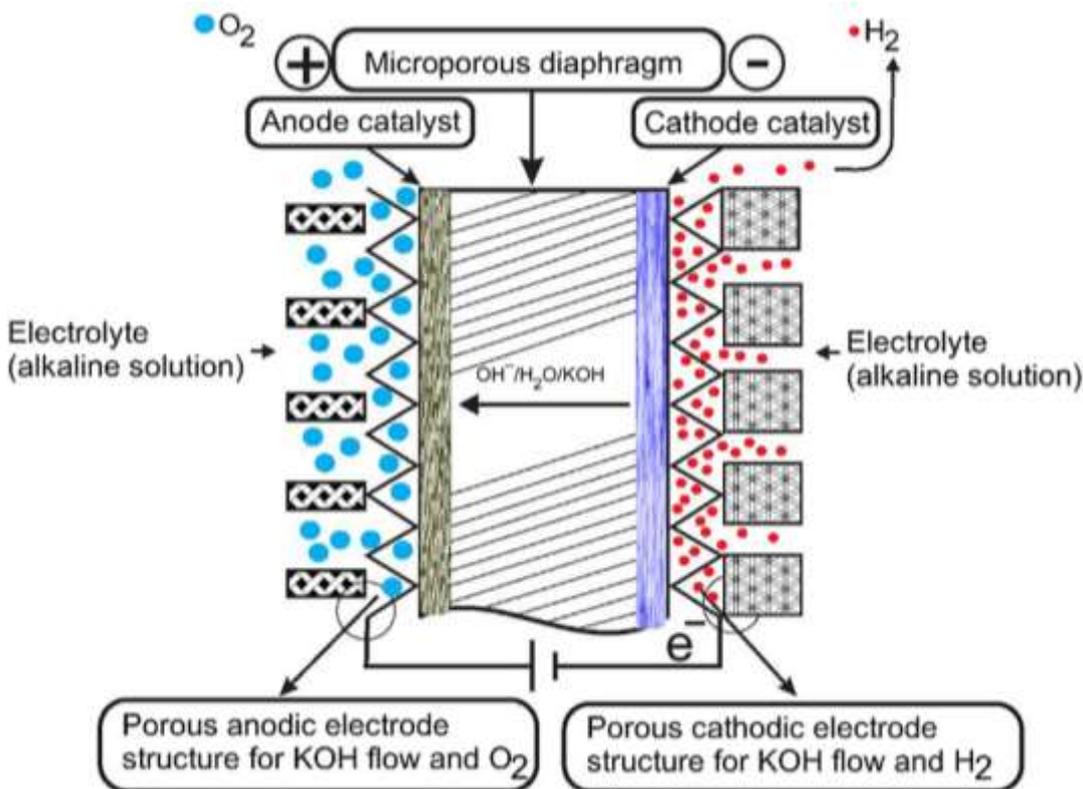


Ilustración 10: diseño de celda AC y principio de funcionamiento, (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018)

La ilustración 11 muestra el diseño típico y el balance de una planta que integra electrolizador alcalino de acuerdo con el informe IRENA 2020, [11](International Renewable Energy Agency, 2020):

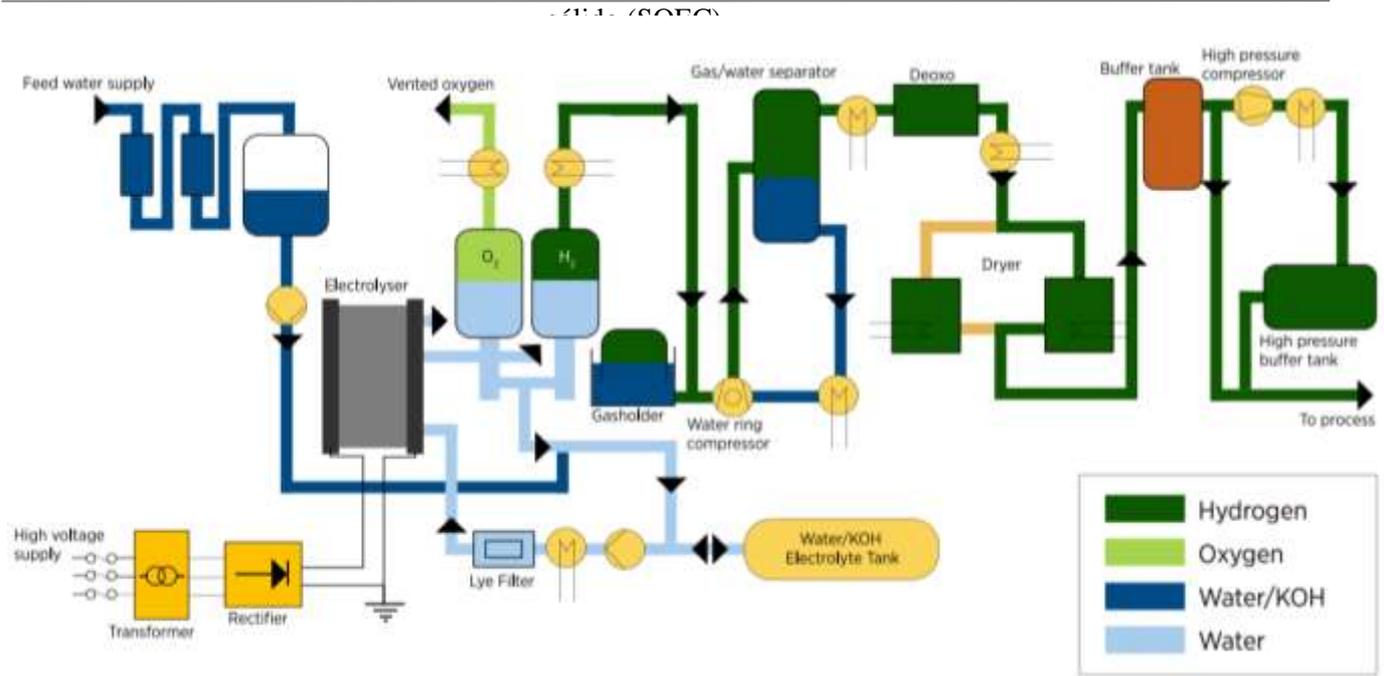


Ilustración 11: diseño tipo y balance de planta con electrolizador alcalino, International Renewable Energy Agency, 2020(International Renewable Energy Agency, 2020)

3.3 SOEC

3.3.1 Principio de operación y cualidades físico-técnicas

Se los conoce como electrolizadores de óxido sólido, solid oxide electrolyzers (SOEC), también denominados solid oxide steam electrolyzers (SOSE). Pueden utilizarse para conversión electroquímica directa de vapor de agua, dióxido de carbono o ambos en hidrógeno, monóxido de carbono o gas de síntesis ($H_2 + CO$). Este tipo de electrolizadores tienen aplicaciones más allá de la producción de hidrógeno, pueden integrarse térmicamente en multitud de síntesis químicas debido al intervalo de temperaturas con las que trabajan, entre 700-1000°C, lo que permite el reciclaje del CO₂ proveniente de equipos de captura de carbono y del H₂O para la producción de gas natural sintético, gasolina, metanol y amoníaco. Estas aplicaciones se aprecian en las ilustraciones 12, [12](Ebbesen et al., 2014), y 13, [13]Mougin, 2020:

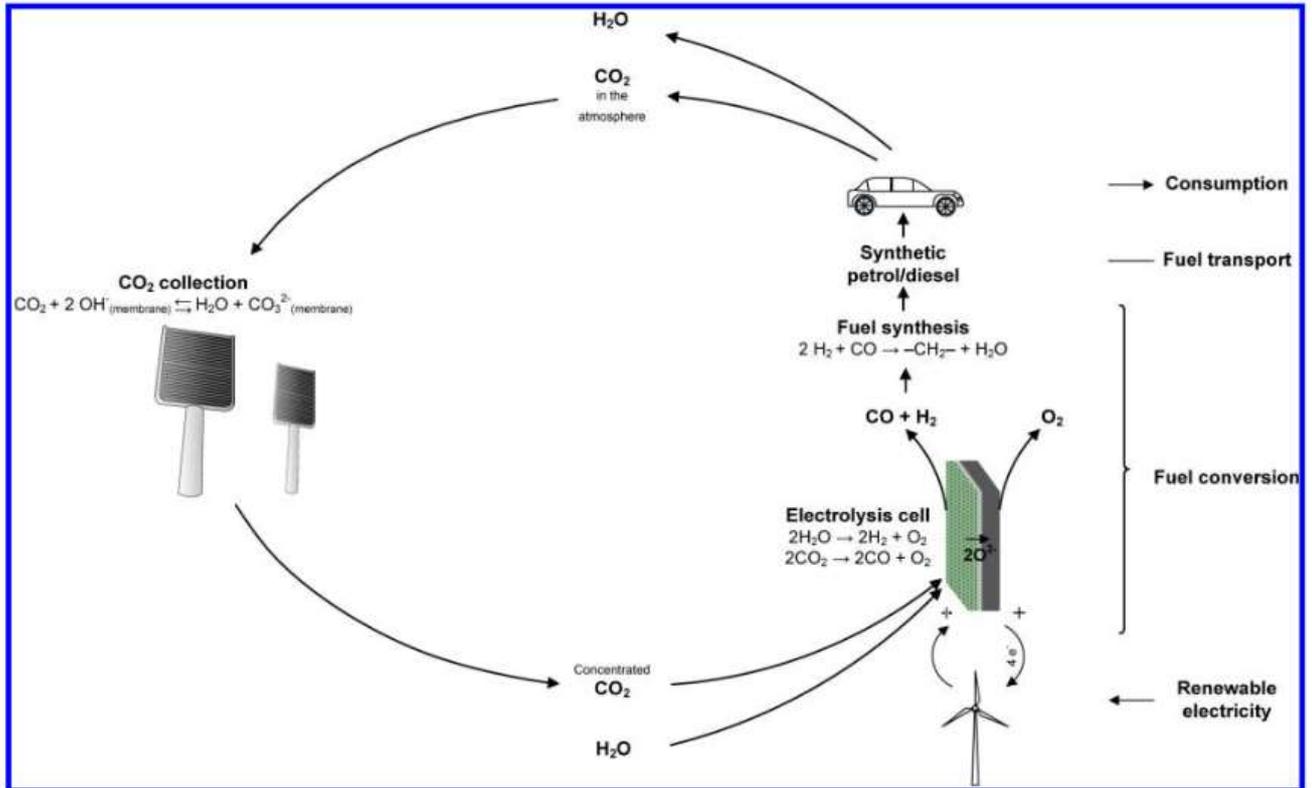


Ilustración 12: entorno de producción de gas de síntesis y gasolina a partir de electrólisis con SOEC y captura de carbono, Ebbesen et al., 2014.

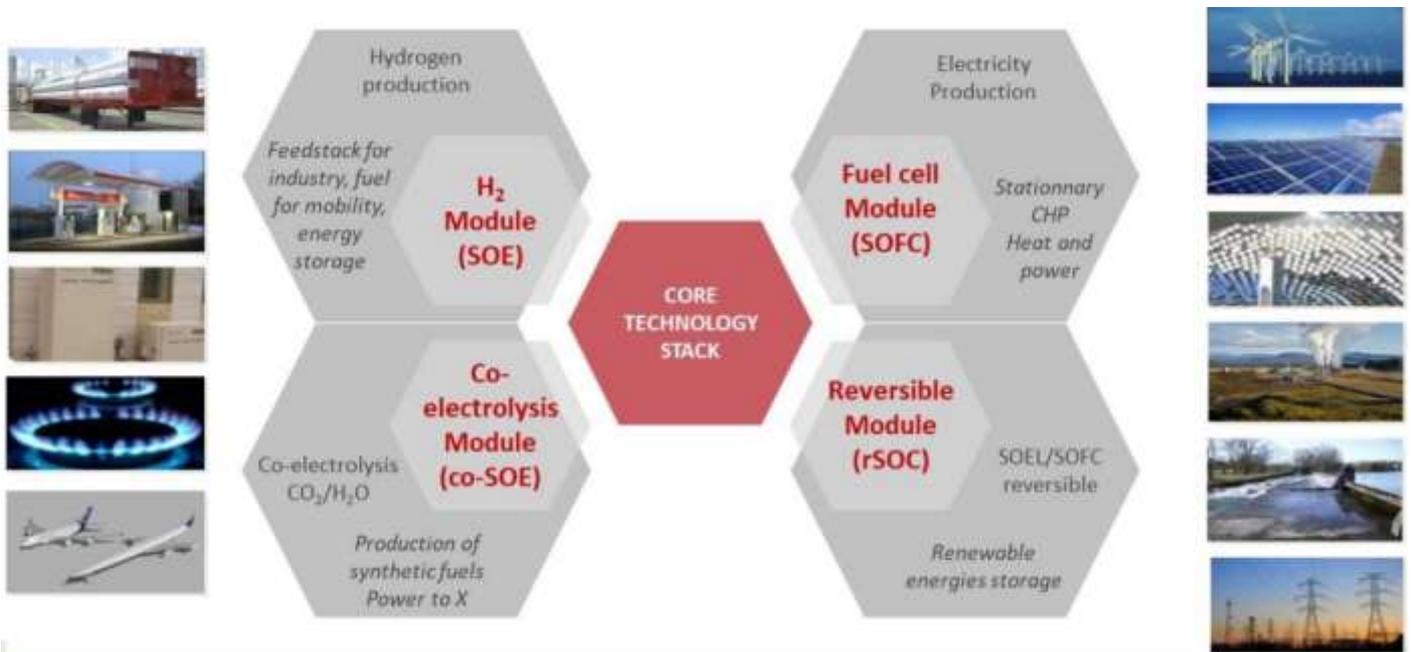
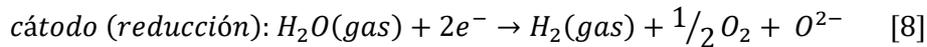
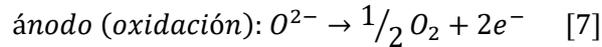


Ilustración 13: flexibilidad de uso de la electrólisis de alta temperatura, Mougin, 2020

El calor que necesitan para operar puede provenir de multitud de focos térmicos como fuentes de calor nucleares o energía térmica generada en centrales solares de concentración entre otros. Un problema derivado de la temperatura de operación de la electrólisis de alta temperatura es el deterioro de los materiales de fabricación de los electrolizadores. A pesar de la disponibilidad de los materiales con los que se fabrican sus componentes, la durabilidad es una de las principales barreras que deben ser superadas para que esta tecnología pueda competir comercialmente con los electrolizadores PEM y los alcalinos.

En estos electrolizadores el electrolito es sólido, una cerámica conductora de iones de oxígeno. Para la

producción de hidrógeno es necesario un evaporador, ya que trabajan con vapor de agua, no agua líquida, [10] (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018). Las reacciones de oxidación y reducción que permiten la disociación del H₂O para obtener H₂ figuran en las reacciones redox de las ecuaciones 7 y 8:



Las ilustraciones 14 y 15 esquematizan el principio de funcionamiento básico de los electrolizadores SOEC o SOSE, que es el siguiente: se dispone de un cátodo poroso al que se alimenta con vapor de agua. Al aplicar el potencial de separación del agua entre los electrodos se consigue disociar este vapor en hidrógeno gaseoso e iones de oxígeno en la interfase cátodo-electrolito. Los iones de oxígeno llegan al ánodo atravesando el electrolito mientras que el hidrógeno se recoge del canal de flujo del cátodo. En la interfase electrolito-ánodo los iones de oxígeno se oxidan a oxígeno.

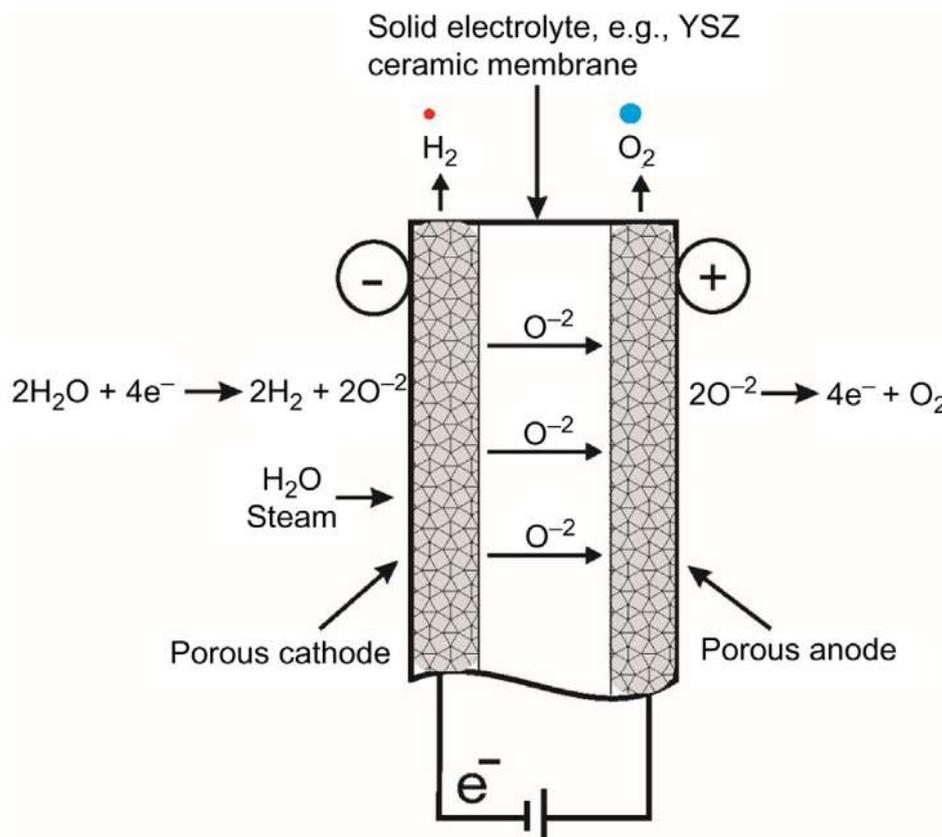


Ilustración 14 : diseño de celda SO y principio de funcionamiento, (Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018)

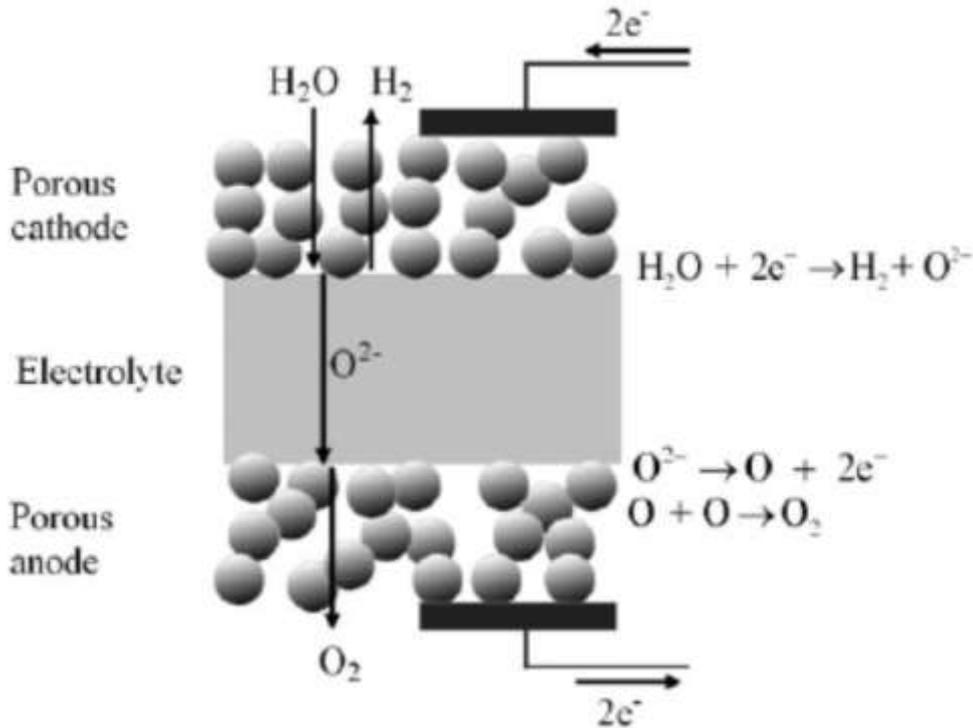


Ilustración 15: esquema de producción de H_2 mediante SOSE, (M. Ni et al., 2006)

La ilustración 16 muestra el esquema de una célula de óxido sólido en su configuración planar utilizando aire como gas de barrido y vapor de agua como reactivo, [14](Jan Pawel Stempien, Qiang Sun, n.d.):

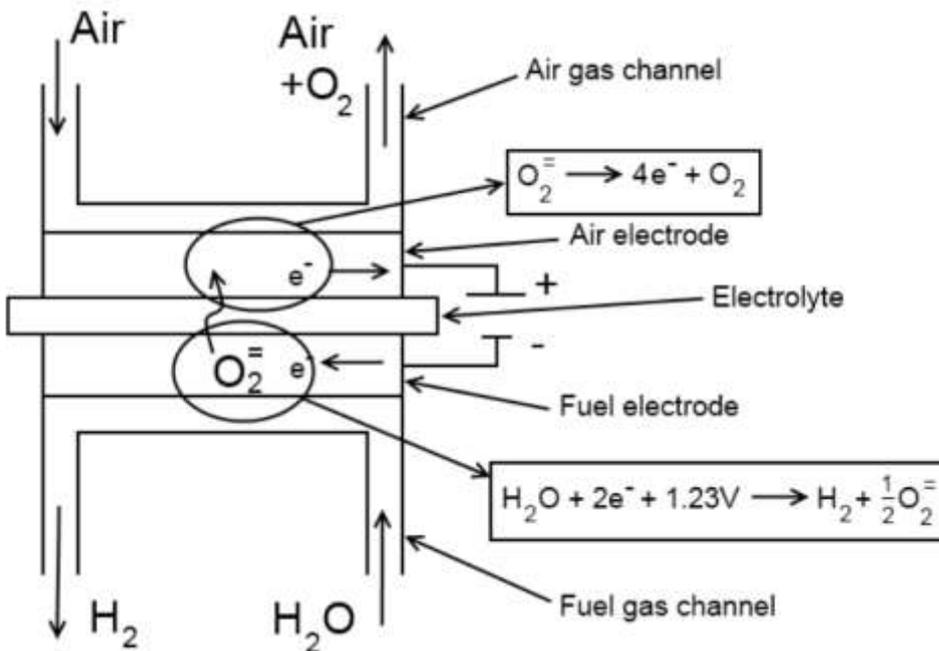


Ilustración 16: célula de óxido sólido, configuración planar, (Jan Pawel Stempien, Qiang Sun, n.d.)

La velocidad de reacción en estas celdas depende de:

- La temperatura y presión de operación
- La concentración de los productos
- Tiempo que pasen los reactantes en la zona de reacción
- Catalizador utilizado

Estas celdas pueden operarse de tres formas diferentes:

- Endotérmicamente: la demanda de calor es satisfecha por una fuente residual de calor externa
- Autotérmicamente: el calor necesario es provisto por las propias disipaciones en el proceso de electrólisis sin necesidad de enfriamiento adicional
- Exotérmico: el calor requerido es suplido por la fuente de alimentación y por las disipaciones de la electrólisis, pero sí es necesario enfriamiento adicional.

De acuerdo con [14](Jan Pawel Stempien, Qiang Sun, n.d.), existen pocos modelos comerciales que faciliten el modelado del comportamiento de este tipo de electrolizadores, así que lo que se suele hacer para predecir comportamientos electroquímicos, mecánicos y térmicos es suponer funcionamiento en régimen permanente.

3.3.2 Eficiencia de la electrólisis SOEC

La eficiencia de la electrólisis de alta temperatura o electrólisis de óxido sólido es definida en [15](Gopalan et al., 2008) como el cociente del contenido energético del hidrógeno a la salida entre el sumatorio de la energía térmica y eléctrica necesaria para la producción de dicho combustible.

Depende en su mayoría de:

- La velocidad de reacción que se produce en límite de la triple interfase
- Temperatura y presión de funcionamiento
- Suministro eléctrico
- Microestructura de la celda

3.3.3 Voltaje de operación de celda SOSE

El voltaje de operación, V , necesario para efectuar la disociación del agua, es el sumatorio del voltaje de equilibrio, E , del sobrepotencial de concentración, η_{conc} , del sobrepotencial óhmico, η_{ohmic} , del sobrepotencial de activación del ánodo, $\eta_{act,a}$, y del sobrepotencial de activación del cátodo, $\eta_{act,c}$, como indica la ecuación 9, [16](M. Ni et al., 2006):

$$V = E + \eta_{conc} + \eta_{ohmic} + \eta_{act,a} + \eta_{act,c} \quad [9]$$

$\eta_{act,a}$ es nulo puesto que los iones ya están oxidados en la interfase electrolito-ánodo.

3.3.3.1 Voltaje de equilibrio

El voltaje de equilibrio puede ser descrito mediante la ecuación de Nernst, ecuación 10:

$$E = E_0 + \frac{RT}{2F} \cdot \ln \left(\frac{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{\frac{1}{2}}}{P_{H_2O}} \right) \quad [10]$$

Donde E_0 es el potencial estándar, calculable para el rango de temperatura propio de esta tecnología, 773-1773K, mediante la ecuación 11:

$$E_0 = 1.29 - 0.000292(T - 273) \quad [11]$$

R es la constante universal de los gases, T es la temperatura de operación, F es la constante de Faraday, P_{H_2} , P_{O_2} y P_{H_2O} son las presiones parciales del hidrógeno, oxígeno y vapor de agua respectivamente.

3.3.3.2 Sobrepotencial de concentración

Las resistencias de los reactantes al desplazamiento hacia en lugar de reacción y la resistencia de los productos de reacción a salir del lugar de reacción dan lugar al sobrepotencial de concentración. Su expresión analítica la proporciona la ecuación 12:

$$\eta_{conc} = \frac{RT}{2F} \cdot \ln \left(\frac{y_{H_2} \cdot y_{H_2O}^I}{y_{H_2O} \cdot y_{H_2}^I} \right) \quad [12]$$

Donde y_{H_2} e y_{H_2O} son las fracciones molares en la interfase cátodo-electrolito del hidrógeno y del agua respectivamente y donde $y^I_{H_2O}$ e $y^I_{H_2}$ son las fracciones molares en la masa. Puede ser expresado también con la ecuación 13:

$$\eta_{conc} = -\frac{RT}{2F} \cdot \ln \left(\frac{1 - \frac{J \cdot R \cdot T \cdot d}{2F \cdot D_{H_2O}^{eff} \cdot P_{H_2O}}}{1 + \frac{J \cdot R \cdot T \cdot d}{2F \cdot D_{H_2O}^{eff} \cdot P_{H_2}}} \right) \quad [13]$$

En la expresión anterior d es la anchura de la celda y $D_{H_2O}^{eff}$ es el coeficiente de difusión efectivo del vapor, calculable mediante la fórmula de Bosanquet, ecuación 14:

$$D_{H_2O}^{eff} = \frac{1}{\frac{\xi}{n} \left(\frac{1}{D_{H_2-H_2O}} + \frac{1}{D_{H_2O,k}} \right)} \quad [14]$$

Donde $\frac{\xi}{n}$ es la relación entre la tortuosidad y la porosidad del electrodo, $\frac{\xi}{nD_{H_2-H_2O}}$ es el recíproco del coeficiente de difusión efectivo para el sistema binario H_2O/H_2 y donde $\frac{\xi}{nD_{H_2O,k}}$ es el recíproco del coeficiente de difusión efectivo del vapor de Knudsen. El primer coeficiente puede ser calculado a partir de la teoría de los gases ideales de Chapman-Enskog y el segundo usando teoría cinética ya que frecuentemente las moléculas de gas colisionan con las paredes de los poros del electrodo.

3.3.3.3 Sobrepotencial óhmico

Puede expresarse en función de propiedades del electrolito de acuerdo con la ley de Ohm, ecuación 15:

$$\eta_{ohmic} = J \cdot L \cdot \varphi \quad [15]$$

Donde J es la densidad de corriente, L es el espesor del electrolito y φ es la resistividad eléctrica del electrolito, que depende de la temperatura de operación como dicta la ecuación 16:

$$\varphi = 2.99 \cdot 10^{-5} \cdot \exp\left(\frac{10300}{T}\right) \quad [16]$$

3.3.3.4 Sobrepotencial de activación del cátodo

La ecuación 17 proporciona una expresión analítica para el cálculo de este sobrepotencial:

$$\eta_{act,c} = \frac{R \cdot T}{F} \cdot \sinh^{-1}\left(\frac{J}{2J_{0,c}}\right) \quad [17]$$

Donde $J_{0,c}$ es la densidad de corriente de intercambio del cátodo.

3.4 Comparación entre electrolizadores y sus tipos de electrólisis

La tabla 1 recopila y compara los aspectos más relevantes de la electrólisis que ejecutan los principales electrolizadores y compara los materiales de los componentes que los integran. Incluye electrólisis alcalina con electrolito líquido, alcalina con electrolito sólido, de membrana polimérica y la que es de interés para este TFG, de óxido sólido.

Expone también las ventajas y desventajas de cada tecnología. La tabla 1 ha sido confeccionada a partir de fragmentos de [10](Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018) y de [11](International Renewable Energy Agency, 2020), donde los distintos colores asociados a cada columna pretende facilitar su lectura:

	Alcalina con electrolito líquido (AEL)	Ácida con electrolito sólido (PEMEL)	De óxido sólido con conductor de iones de oxígeno (SOEL)	Alcalina con electrolito sólido (AEL)
Electrolito	Solución acuosa KOH al 20-35%	Membrana polimérica PFSA	Membrana cerámica basada en: _ Circonio estabilizado con itrio, YSZ _ Circonio estabilizado con escandio	Polisulfona de amoniaco cuaternario, QAPS
Separador de electrodos	Diafragma hecho de materiales poliméricos y/o inorgánicos, normalmente ZrO_2 estabilizado con una mezcla PPS	Membrana polimérica PFSA (perfluoroácido-sulfónico)	Membrana cerámica basada en: _ Circonio estabilizado con itrio, YSZ _ Circonio estabilizado con escandio	Polisulfona de amoniaco cuaternario, QAPS
Electrodo/catalizador (lado del oxígeno)	acero inoxidable perforado con recubrimiento de níquel	Óxido de iridio	tipo perovskita, por ejemplo, LSCF o LSM	Aleaciones de níquel o NiFeCo de alta superficie
Electrodo/catalizador (lado del hidrógeno)	acero inoxidable perforado con recubrimiento de níquel	Nanopartículas de platino sobre capa de carbón	Ni/YSZ	Níquel de alta superficie
Ánodo de capa de transporte porosa	Mezcla de níquel, no siempre presente	Titanio poroso sinterizado recubierto de platino	Malla de níquel gruesa o espuma de níquel	Espuma de níquel
Cátodo de capa de transporte porosa	Mezcla de níquel	Tela porosa sinterizada de titanio o de carbono	Ninguno	Espuma de níquel o tela de carbón
Ánodo de placa bipolar	Acero inoxidable recubierto de níquel	Titanio recubierto de platino	Ninguno	Acero inoxidable recubierto de níquel
Cátodo de placa bipolar	Acero inoxidable recubierto de níquel	Titanio recubierto de oro	Acero inoxidable recubierto de	Acero inoxidable

			cobalto	recubierto de níquel
Marcos y juntas/sellos	PSU(polisulfona), PTFE(politetrafluoroetileno), EPDM(Etileno Propileno Dieno Metileno)	ETFE(etileno tetrafluoroetileno), PSU, PTFE	Vidrio cerámico	PTFE, silicona
Portador de carga	Iones hidroxilo, OH^-	Protones de hidrógeno, H^+	Iones de oxígeno, O_2^-	Iones hidroxilo, OH^-
Rango de temperaturas de operación (°C)	70-90	50-80	700-850	40-60
Densidad de corriente típica ($\frac{A}{cm^2}$)	0.2-0.5	0.6-2.5	0.5-1	0.2-0.5
Eficiencia técnica al inicio de la vida (% Poder calorífico superior)	60-77	40-65	Hasta 89	40
Presión de operación (bar)	1-30	<70	1	<35
Durabilidad demostrada (años)	Hasta 20	Hasta 10	Aproximadamente 3 años, existen proyectos que llevan ya operando este tiempo y su periodo de operación no ha finalizado	No demostrado
TRL (Technology Readiness Level)	Es comercial a gran escala, hay MW desplegados por todo el mundo	Es comercial a menor escala que los ACEL, pero igualmente desplegada en MW	Los primeros pasos para la comercialización se están llevando a cabo y existen proyectos de demostración de la viabilidad de esta tecnología	I+D, no es comercial todavía
Ventajas	Es una tecnología funcional para la producción a gran escala	<ul style="list-style-type: none"> _ No posee electrolito líquido corrosivo _ Presión de descarga de H₂ 	<ul style="list-style-type: none"> _ Altas eficiencias _ No requiere metales nobles por lo que es potencialmente 	<ul style="list-style-type: none"> _ Tecnología ampliamente desplegada y de utilidad demostrada

		alta	más barata _ Pueden realizar coelectrólisis _ Pueden operar como pilas de combustible, operación inversa	
Limitaciones	_ Baja concentración de electrolito frente a conductividad molar electrolítica. _ El electrolito líquido es corrosivo, tiene solución, pero no deja de ser una limitación _ Presiones de descarga del H2 bajas	_ Alto coste de la membrana PFSA _ Alto coste de los catalizadores basados en metales del grupo de los platinos, PGM _ Alto coste de las placas bipolares	_ Durabilidad de los materiales debido a las altas temperaturas de operación	_ Debe mejorarse la durabilidad de la membrana

Tabla 1: comparación de electrólisis y materiales de electrolizadores, fragmentos de Dmitri Bessarabov and Pierre Millet, 2018 y International Renewable Energy Agency, 2020

La ilustración 17 muestra los indicadores clave de rendimiento para cuatro tecnologías de electrolizador en 2020 y lo que se espera para 2050, contenido en el informe IRENA 2020:

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Cell pressure [bar]	< 30	< 70	< 35	< 10	> 70	> 70	> 70	> 20
Efficiency (system) [kWh/KgH ₂]	50-78	50-83	57-69	45-55	< 45	< 45	< 45	< 40
Lifetime [thousand hours]	60	50-80	> 5	< 20	100	100-120	100	80
Capital costs estimate for large stacks (stack-only, > 1 MW) [USD/kW _{el}]	270	400	-	> 2 000	< 100	< 100	< 100	< 200
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW _{el}]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

Ilustración 17: indicadores clave de rendimiento para cuatro tecnologías de electrolizador en 2020 y 2050, International Renewable Energy Agency, 2020

La electrólisis de alta temperatura realizada en los electrolizadores de óxido sólido cuenta con una ventaja

principal sobre las demás, su flexibilidad y campo de aplicación: debido a las temperaturas a las que trabaja, a las altas eficiencias que estas permiten, a la posibilidad de operarlas reversiblemente, es decir, produciendo electricidad a partir de H₂, y a la posibilidad de realizar coelectrólisis para la producción de gas sintético mediante captura de carbono se posiciona fácilmente como el eje principal del despliegue a escala de energías renovables con alta eficiencia, del transporte de cantidades enormes de energía entre países y de la descarbonización de sectores como el metalúrgico, el químico, refinerías y demás. Se tratarán estos puntos en apartados posteriores.

4 ESTADO DE LA TECNOLOGÍA SOEC

El estado de desarrollo de una tecnología puede medirse con un indicador denominado TRL, Technology Readiness Level, y la escala de la ilustración 62, concepto al que se hará referencia en apartados posteriores.



Ilustración 62: escala TRL, inspirada en “termómetro TRL de la NASA”

Es habitual encontrar contenido de carácter investigativo entre la literatura disponible, TRL 0-3, debido al periodo de tiempo que lleva presente esta tecnología en el panorama tecnológico mundial. Esta situación la explican Einar Vøllestad y Ragnar Strandbakke, investigadores de SINTEF, que sostienen que "Durante muchos años no se hizo prácticamente nada" en favor de la electrólisis "porque era muy barato generar hidrógeno a partir de gas natural y porque el cambio climático no era un tema que hubiera que tener en cuenta. Ahora que prestamos más atención a las energías renovables, la atención se ha intensificado". La tecnología SOEC ha pasado de la fase de I+D a la de demostración y ampliación, TRL 4-7. Está muy cerca de comenzar a ser comercializable, TRL8, situación que supone el despliegue de proyectos no subvencionados y con ánimo de lucro.

4.1 Limitaciones de la tecnología SOEC para electrólisis de alta temperatura

La mayor barrera para desplegar tecnologías que integren SOEC a escalas mayores es la degradación del

rendimiento de los SOEC a largo plazo. El artículo [17](Zhang et al. *Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis*, 2012) contiene un estudio experimental llevado a cabo por el laboratorio nacional de Idaho en el que se demuestran los avances en el tiempo de vida de las celdas de óxido sólido para electrólisis mediante test en los que se las hacía operar durante mil horas. En este estudio se propone un umbral de degradación de las celdas de 1% cada mil horas que marcaría el límite máximo para el que las unidades serían comercializables, competentes económicamente con las demás tecnologías. Además, en este tipo de tecnología, diseñada para funcionar en operación continua (sin arranques y paradas) no es admisible una degradación anual del 10%.

Los agentes fundamentalmente culpables de la degradación de los SOEC son:

- Delaminación del electrodo debido a altas presiones parciales de oxígeno. En el artículo [18](Khan et al., 2017) se explica que esta delaminación está asociada a las altas presiones parciales de oxígeno que se generan en la interfase entre el electrodo LSM (el más utilizado, $La_{0.8}Sr_{0.2}MnO_{3-\delta}$) y el electrolito de circonio estabilizado con itrio. La delaminación del electrodo LSM podría ser eliminada en su mayoría con una capa porosa de zirconio estabilizada con itrio (YSZ) ubicada entre el electrolito YSZ y el electrodo, que evita que incremente la presión parcial de oxígeno desplazando la reacción de evolución del oxígeno hacia esta nueva interfaz.
- Contaminación del vapor por cromo: este cromo proviene de las interconexiones de la pila, que se fabrican con una aleación enriquecida con cromo, normalmente acero inoxidable ferrítico o una aleación especial denominada Crofer. El cromo se vaporiza por las altas temperaturas intoxicando el vapor de agua. Estos efectos pueden ser mitigados si se las interconexiones de acero inoxidable son pretratadas con recubrimientos de espinela, que impiden la vaporización del cromo.
- Degradación microestructural: la causa la interacción entre los componentes que forman los materiales. Provoca una reducción en la actividad electroquímica y en la conductividad
- Fugas a través de los sellos, que suele suceder después de un ciclo térmico debido a la diferencia de coeficiente térmico de expansión entre los sellos y los demás componentes de la pila. Pueden fabricarse sellos más eficientes reduciendo el área efectiva de las celdas a un tamaño óptimo.
- Las trazas de impurezas contenidas en la corriente de entrada del electrolizador

Las pruebas de durabilidad se hicieron en pilas MSRI y Ceramatec. Se aplicaron dos densidades de corrientes distintas, 0.25 A/cm^2 y 0.317 A/cm^2 obteniéndose dos tasas de degradación medias diferentes. Como puede apreciarse en la ilustración 18, para la densidad de corriente más alta la tasa de degradación es inferior. Las diferencias en comportamiento entre pilas del mismo fabricante se deben a defectos formados durante la fabricación de las celdas, durante el acople de las celdas en pilas, debido a las fugas, etc. Algunas pilas de Ceramatec llegaron incluso a las 1900 horas de operación, es decir, degradación negativa bajo el estándar de 1000 horas, el mejor comportamiento registrado en este estudio, ilustración 19. Los resultados para las pilas MSRI, evaluadas a una densidad de corriente de 0.2 A/cm^2 , figuran en la ilustración 20. Cabe mencionar que para la operación a largo plazo de SOEC es conveniente una temperatura de punto de rocío a la entrada de 60°C o superior.

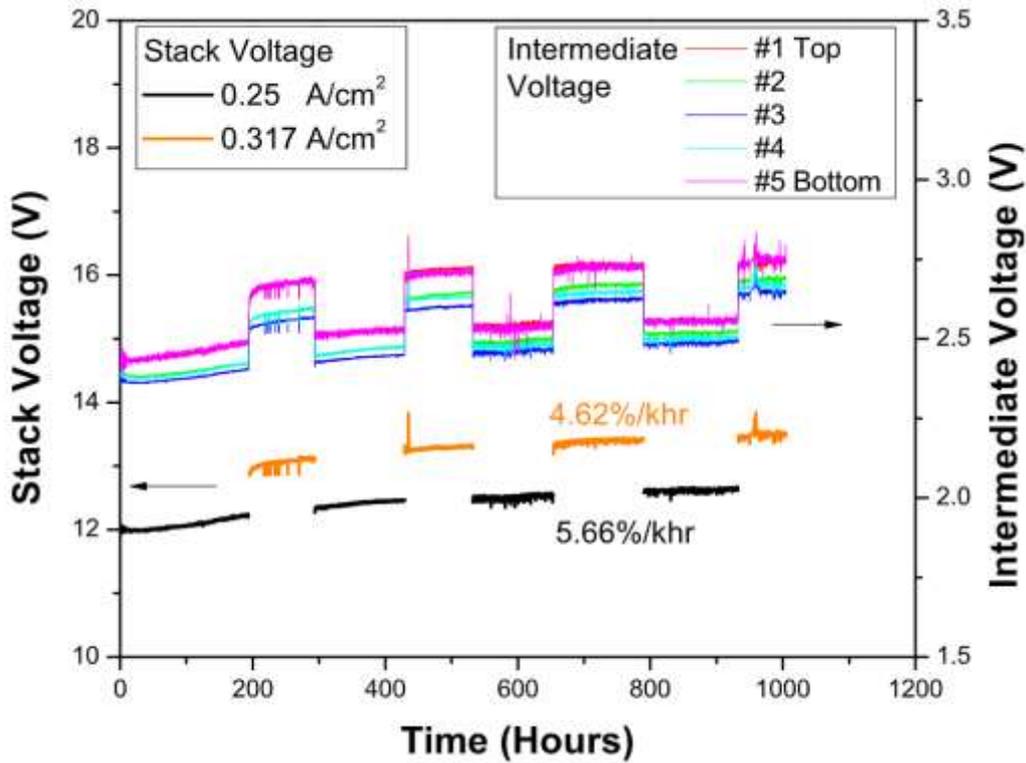


Ilustración 18: test de durabilidad de 1000 horas en pila Ceramtec para dos densidades de corriente, (Zhang et al. Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis, 2012)

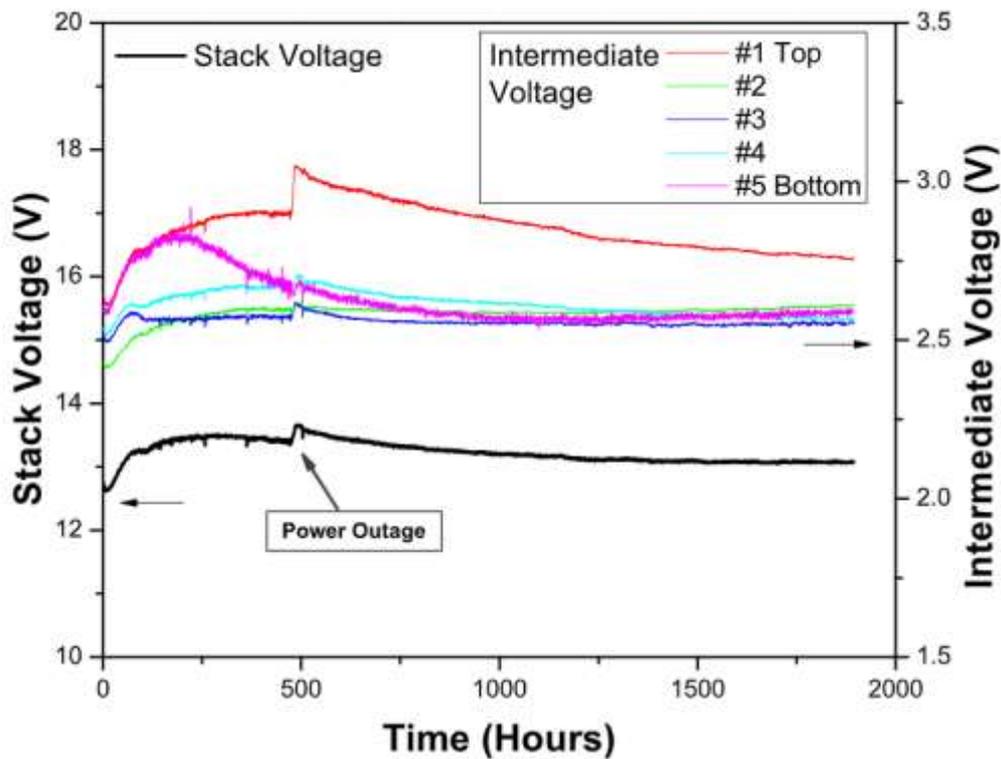


Ilustración 19: test de durabilidad de 1900 horas en pila Ceramtec para 0.25 A/cm² de densidad de corriente, (Zhang et al. Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis, 2012)

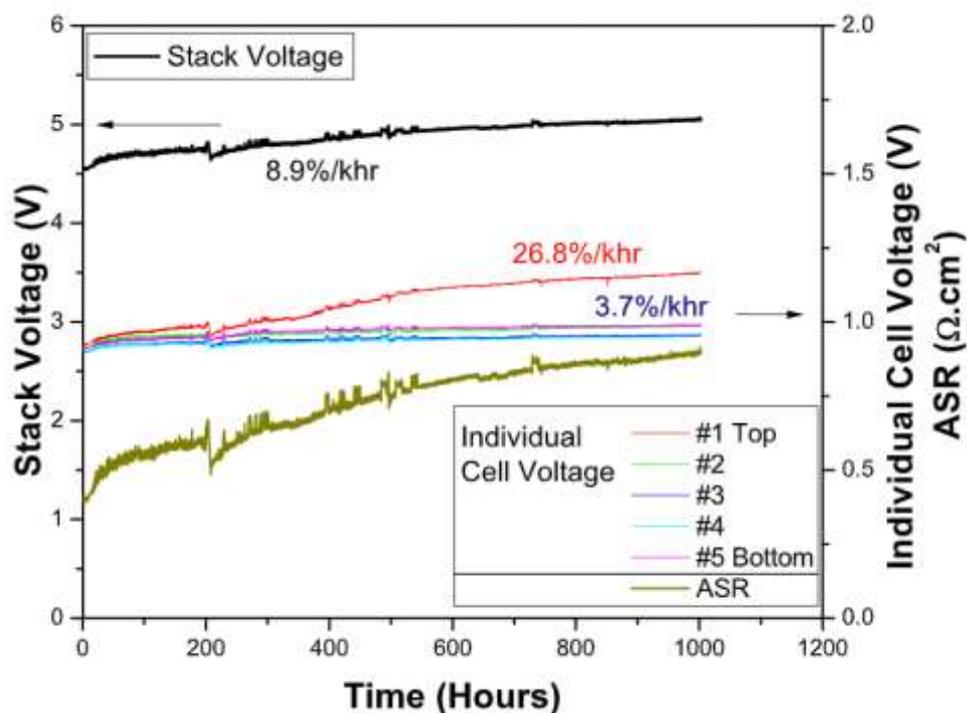


Ilustración 20: test de durabilidad de 1000 horas en pilas MSRI, (Zhang et al. Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis, 2012)

Estos resultados suponen una mejoría en la durabilidad respecto a los equipos que venían siendo fabricados, alcanzándose tasas de degradación medias del 3.2% y al 4.6% cada mil horas. Todavía no están a nivel comercial, pero es una mejoría respecto al estado anterior de la tecnología.

4.2 Estudios, modelos experimentales e investigaciones

En los siguientes subapartados se abordan los estudios que se consideran relevantes para este TFG.

4.2.1 Análisis energético y exergético de planta con SOEC

En [19](Meng Ni et al., 2007) se realiza un análisis energético y exergético de un modelo de planta de producción de H₂ basada en electrolizadores de óxido sólido. El esquema de la planta se aprecia en la ilustración 21. Este modelo simula el comportamiento termodinámico y electroquímico de la planta sin incluir compresores, bombas y otras fuentes de consumo “parasitarias” y realiza un análisis paramétrico para optimizar el rendimiento de la central. El estudio apunta a una reducción del coste de producción de H₂ si se acopla la central a otra industria para aprovechar su calor residual. Esto elevaría la energía térmica necesaria por trabajar a temperaturas más altas pero reduciría el consumo eléctrico mientras mejora el comportamiento de los SOEC.

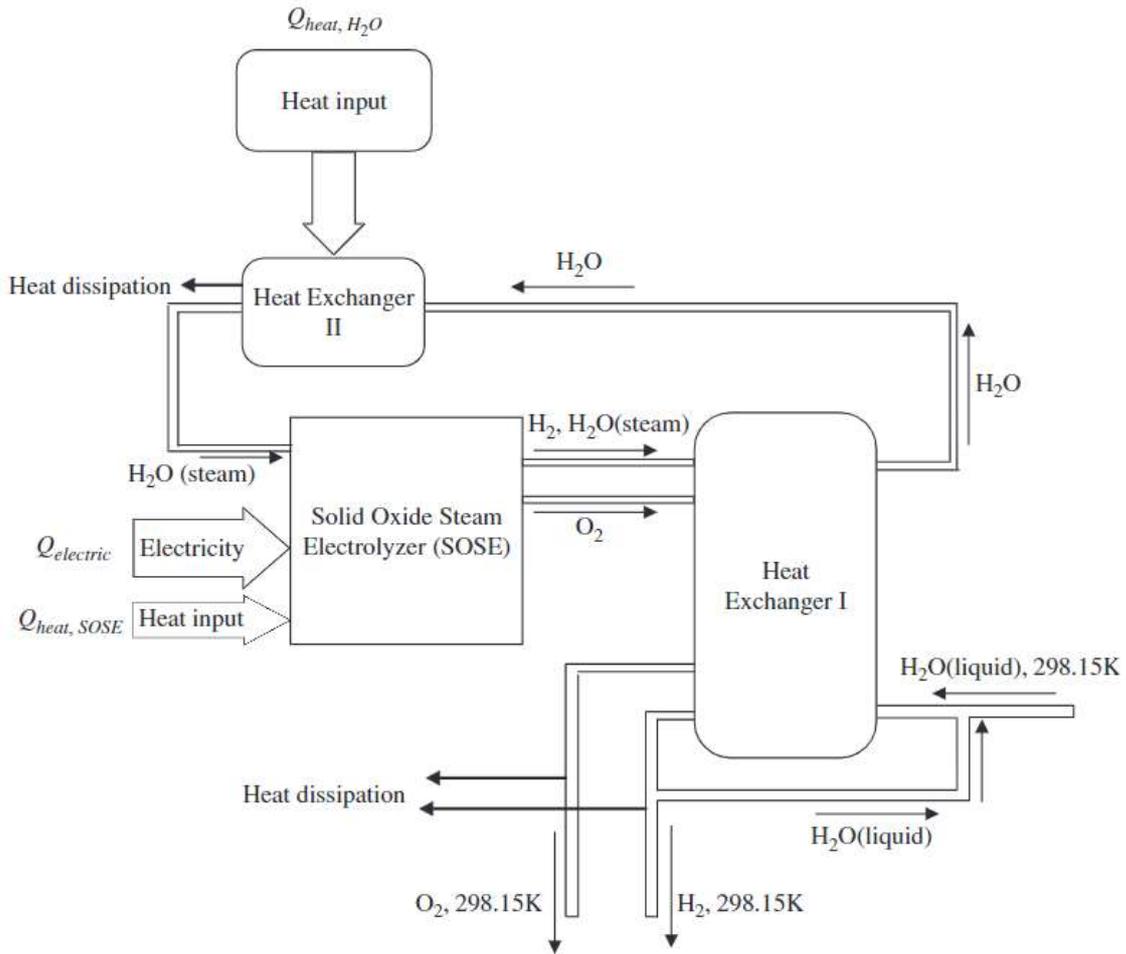


Ilustración 21: esquema de planta de producción de H2 con SOEL, Meng Ni et al., 2007

Esta fuerte dependencia entre el consumo eléctrico y la temperatura de operación puede apreciarse en la ilustración 22:

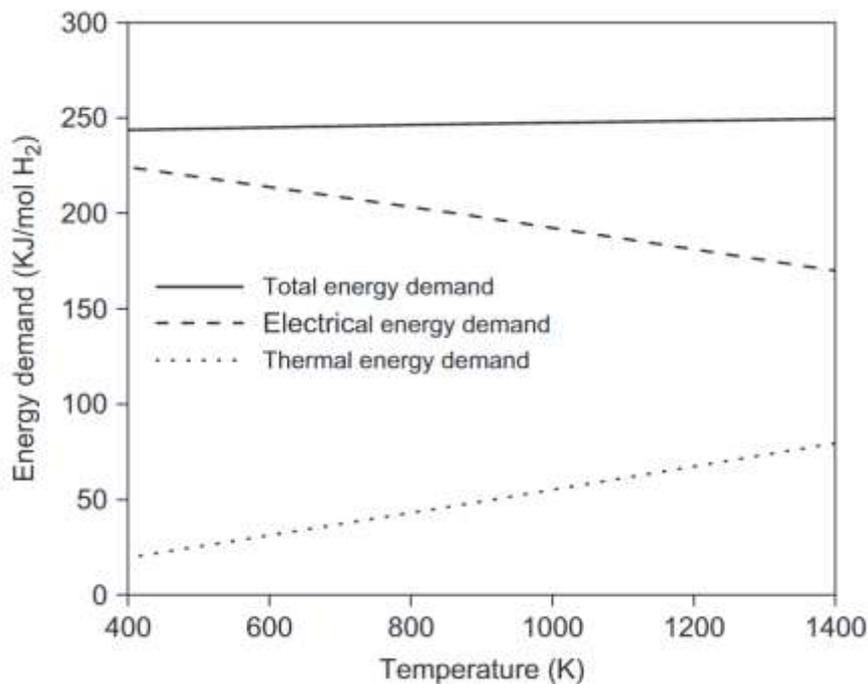


Ilustración 22: demanda de energía frente a temperatura en planta SOEC, Meng Ni et al., 2007

También se realiza un estudio energético y exergético de toda la central, ilustración 23, del que se extraen dos conclusiones:

- La mayor fuente de destrucción de exergía es la célula SOEC y la mayor parte de la energía se pierde en los intercambiadores de calor.
- La eficiencia energética/exergética máxima se consigue regulando la densidad de corriente o el caudal de H₂O u operando la célula a altas temperaturas. Se alcanzan eficiencias energéticas del 70% y eficiencias exergéticas del 80%.

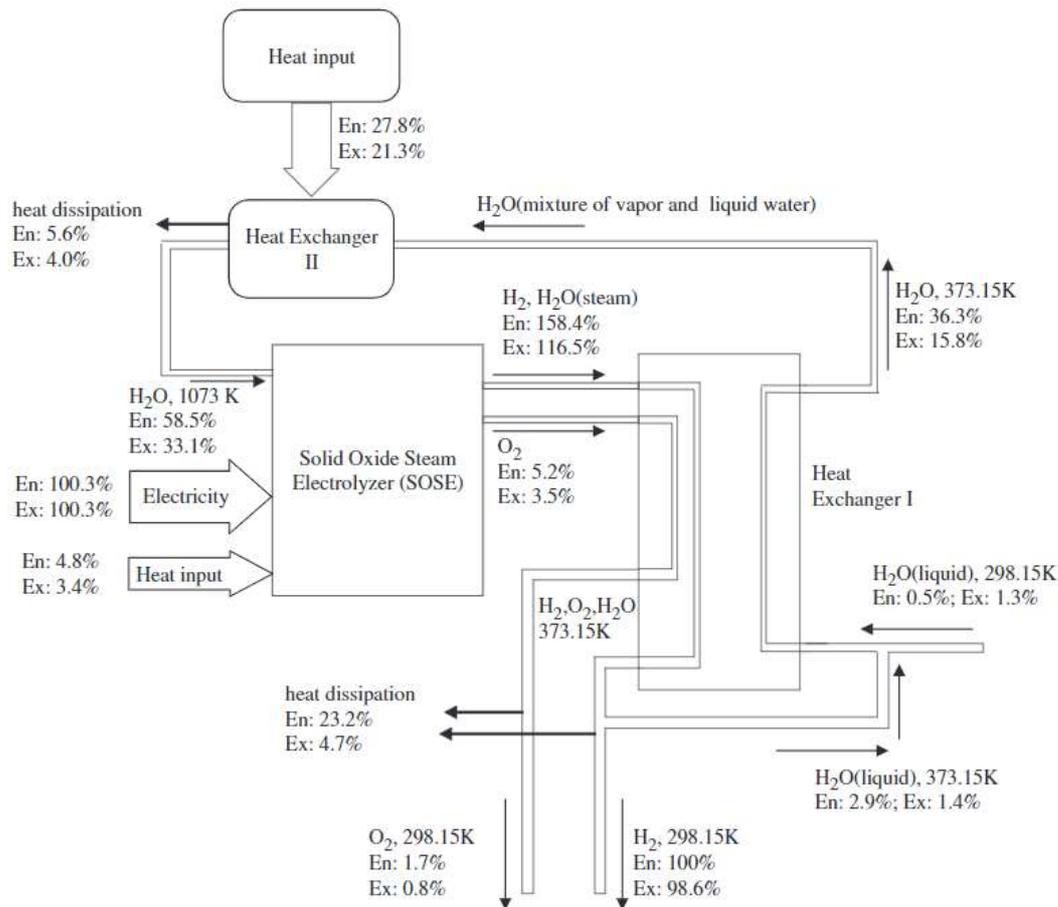


Ilustración 23: flujos de energía y exergía en planta SOEC con densidad de corriente 5000 A/m² y 1073K, Meng Ni et al., 2007

4.2.2 Modelo electromecánico de electrolizador de vapor de óxido sólido, SOSE

En el artículo [16](M. Ni et al., 2006) se menciona que la producción de hidrógeno mediante electrólisis de alta temperatura con electrolizadores de vapor de óxido sólido, SOSE, es una opción interesante por la velocidad de reacción química a la que se genera el hidrógeno y por la baja demanda de energía eléctrica.

Se considera relevante este estudio porque justifica porqué el diseño de electrolizadores de óxido sólido con celda soportada por cátodo es el más utilizado. Se comparan tres diseños de electrolizadores: con celdas soportadas por electrolito, por ánodo y por cátodo llegándose a la conclusión de que el diseño catódico es superior en cuanto a eficiencia y el más adecuado para electrolizadores de óxido sólido. En la curva de densidad de corriente de activación del electrodo, J , frente al voltaje de operación, V , de la ilustración 24 puede observarse que el diseño soportado por cátodo tiene un mejor comportamiento eléctrico puesto que requiere menos voltaje para la disociación del agua, es el que mayores densidades de corriente alcanza:

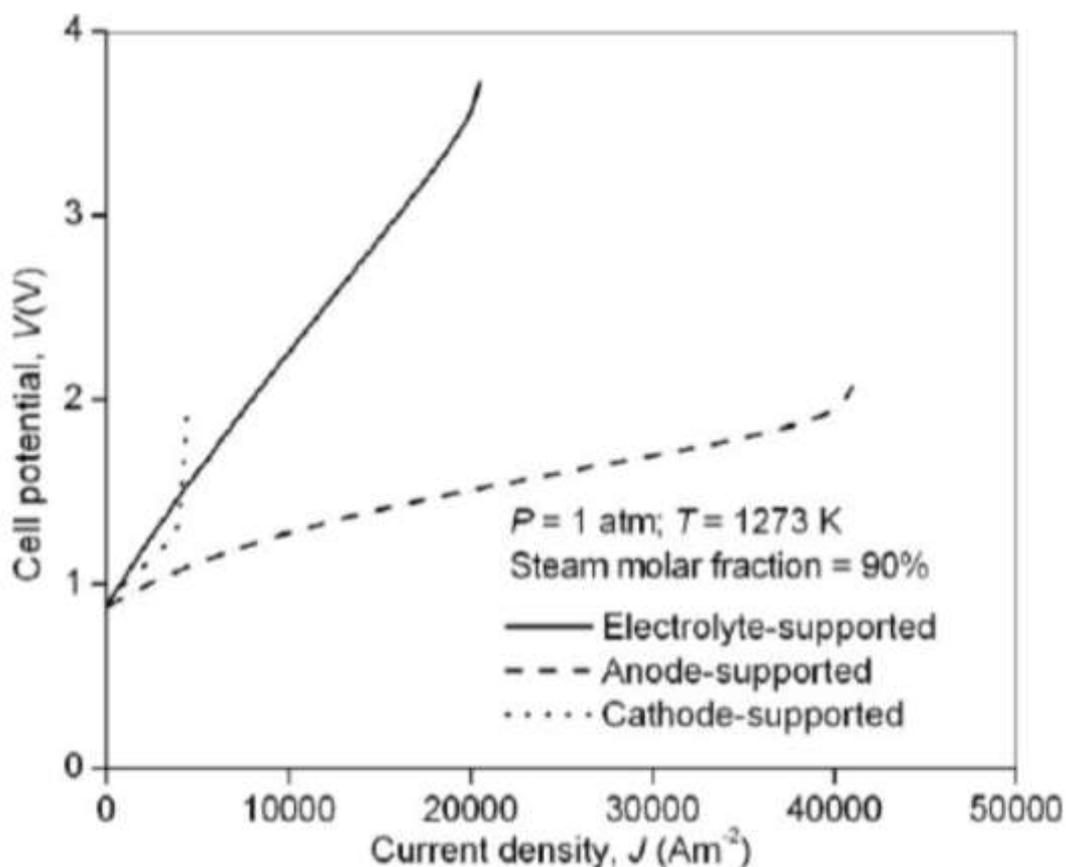


Ilustración 24: curva J-V para celdas soportadas por cátodo, ánodo y electrolito en SOSE

De este estudio también se extraen varias conclusiones:

- El aumento de temperatura de operación y del título de vapor lleva a una mejor eficiencia de la celda
- La resistencia al transporte de gas se reduce al aumentar la porosidad y el tamaño de los poros del electrodo
- La cinética de la reacción se ve favorecida por temperaturas de operación elevadas, de entrono a 1000°C.

4.2.3 Celdas de óxido sólido reversibles

En la tesis [20](Wendel, n.d.) se defiende el uso de celdas de óxido sólido reversibles como una vía de almacenamiento energético a escala. Estos dispositivos, denominados ReSOCs, pueden funcionar cíclicamente como electrolizadores o como pilas de combustible cambiando la polaridad de las celdas y comparten similitudes con las pilas de combustible de óxido sólido, SOFC, por lo que se benefician de las mejoras y las reducciones de coste de las pilas de combustible. Una peculiaridad de estos dispositivos es que utilizan una membrana, denominada membrana conjunto de electrodos, MEA, que actúa como ánodo en modo SOFC y como cátodo en SOEC. Usan también un electrodo de oxígeno poroso que actúa como cátodo en modo SOFC y como ánodo en modo SOEC. La ilustración 25 muestra los dos modos de operación de los ReSOCs:

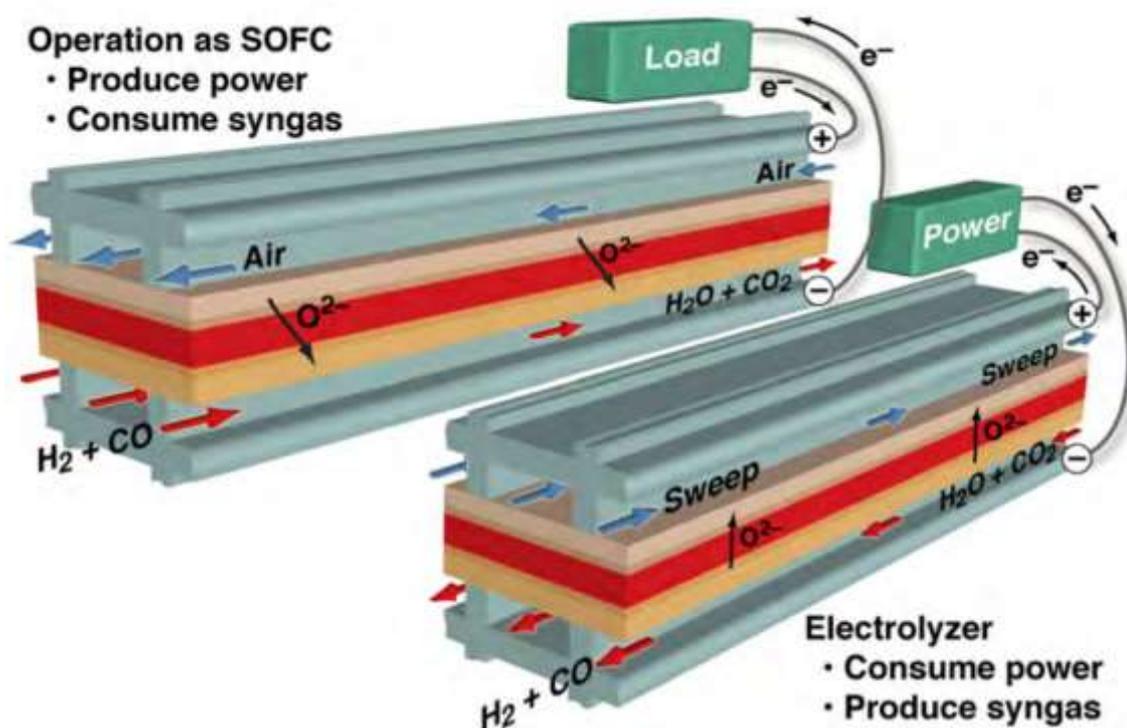


Ilustración 25: operación como SOFC o como SOEC de los ReSOCs, Wendel, n.d.

Los ReSOCs pueden usar varios reactantes distintos como gas natural o reformados de combustibles para producir potencia en modo SOFC o pueden reducir H_2O y/o CO_2 para producir H_2 o syngas respectivamente en modo SOEC. Esta flexibilidad en el combustible les proporciona ventaja sobre otras tecnologías de pilas de combustible y también facilita su integración en la infraestructura energética disponible actualmente. Además, pueden almacenar una mezcla de hidrocarburos sintética con mayor contenido en energía que el hidrógeno.

Un problema derivado de la ventaja de poder operar como pila de combustible y como electrolizador en los ReSOCs es la complejidad del diseño y operación del mismo, junto con problemas de durabilidad asociados a los ciclos galvánicos. También se complica la selección de materiales para el electrodo puesto que deben ser estables en entornos oxidantes y reductores simultáneamente.

A pesar de la similitud entre los ReSOCs y las SOFC, las estrategias que se utiliza en SOFC para aumentar la eficiencia, durabilidad y reducir el coste de los componentes de balance de la planta, de las pilas de interconexión y de los materiales de sellado, no puede ser aplicada idénticamente en los ReSOCs. Una de estas estrategias consiste en trabajar a media temperatura, en un rango menor de $800^\circ C$. En los ReSOCs surgen las siguientes complicaciones:

- Es difícil encontrar materiales estables de electrolito con altas conductividades de iones de oxígeno en este rango de temperaturas
- Es complicado encontrar catalizadores con alta actividad en este rango de temperaturas

La solución pasa por implementar materiales de electrolito diferentes, que trabajan en un rango de temperaturas de $500-650^\circ C$, entre los que figuran circonio y $\delta-Bi_2O_3$ estabilizados y ceria, pirocloro y galato de lantano dopados.

La otra estrategia es operar a mayores presiones, que resulta ser sinérgico con la operación a menor temperatura puesto que favorece la metanación exotérmica durante el proceso de electrólisis.

En los ReSOCs puede impregnarse el catalizador a temperatura intermedia, que es un método de fabricación no convencional con el que se conseguiría disminuir las pérdidas de rendimiento asociadas a la cinética de la reacción a menor temperatura.

El sistema de almacenamiento de energía eléctrica desarrollado a partir de ReSOCs se crea al acoplar los dos modos de funcionamiento con un almacenamiento intermedio de combustible y de especies en exceso como indica el esquema de funcionamiento de la ilustración 26:

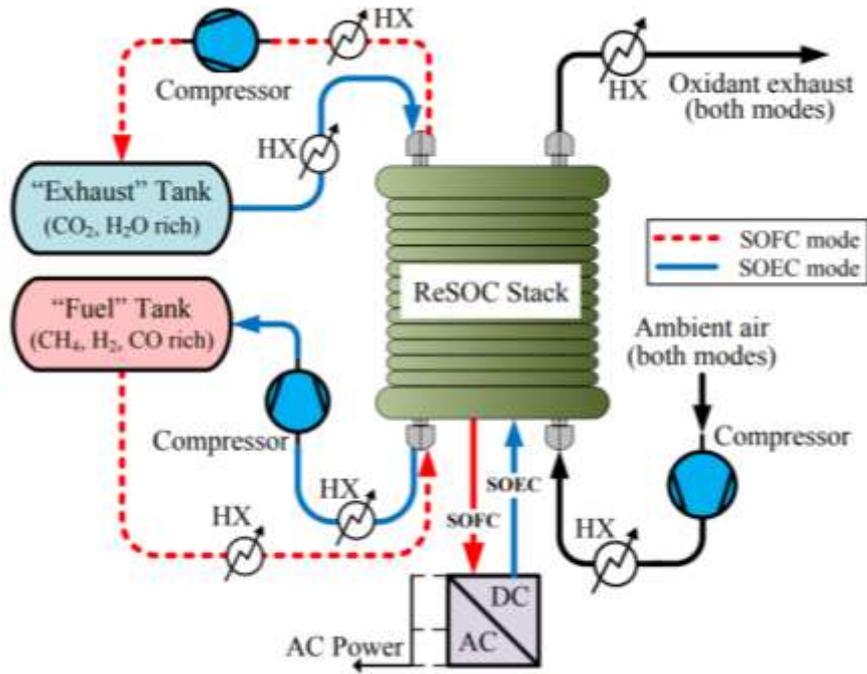
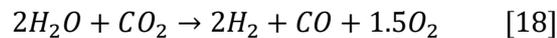


Ilustración 26: esquema de almacenamiento eléctrico a partir de ReSOC con funcionamiento en dos modos de operación y tanques de almacenamiento, Wendel, n.d.

4.2.4 Coelectrólisis en SOEC

Existe una manera de mejorar la eficiencia global de las células de óxido sólido, mediante la coelectrolización de vapor de agua y dióxido de carbono para producir syngas, gas sintético, ($H_2 + CO$), que es usado a nivel industrial para la producción de combustibles sintéticos. La reacción estequiométrica final de la coelectrólisis figura en la ecuación 18:



Para las SOEC, el proceso general de electrólisis de H_2O y CO_2 es el mismo, [12] (Ebbesen et al., 2014): el H_2O y/o el CO_2 gaseosos se introducen en el electrodo negativo, donde se dividen en H_2 y/o CO e iones de óxido (O^{2-}). Los iones de óxido son conducidos a través del electrolito de óxido sólido desde el electrodo negativo al positivo por el campo eléctrico aplicado. En el caso de los electrolitos cerámicos conductores de protones, el gas H_2O se suministra al electrodo positivo de oxígeno, los protones se conducen a través del electrolito y el hidrógeno formado es el único gas presente en el electrodecompartimiento negativo.

Si se suministra CO_2 al electrodo negativo durante la electrólisis, éste puede reaccionar con el H_2 producido para formar CH_4 (gas natural sintético, SNG) y H_2O . Si el electrolizador funciona a $500^\circ C$ y se presuriza a 30 bares, se puede conseguir un alto rendimiento de CH_4 .

4.2.5 SOECs acoplados a EERR

4.2.5.1 Planta con electrolizadores de óxido sólido acoplada a geotermia

En [21] (Sigurvinsson et al., 2007) se estudia la posibilidad de producir H_2 utilizando una planta SOEC con calor generado con geotermia mediante un modelo de optimización tecno-económico. Este modelo toma como referencia el precio de la electricidad y el calor geotérmico de una región donde el uso de la geotermia está estandarizado y es competente económicamente, Islandia. Este modelo también contempla el uso de una red de intercambiadores de calor de alta temperatura que recuperen una fracción del calor contenido en los productos de reacción gaseosos, es decir, del oxígeno y de la mezcla de vapor y H_2 . El estudio parece indicar que con una temperatura de vapor geotérmico de entre $200-230^\circ C$, que es relativamente baja, y con la recuperación de calor se podría llegar a temperaturas de entrada del electrolizador de entre $700-900^\circ C$, lo cual

es eficiente termodinámicamente. Así esta planta podría competir con la electrólisis alcalina puesto que solo serían necesarios $3.8 \text{ kWh}_{(\text{eléctricos})} / \text{Nm}^3 \text{ H}_2$ y la electricidad para la industria en Islandia tiene un valor de 0.014 €/kWh . De acuerdo con las investigaciones de Landvirkjun, sería posible extraer vapor a 500-600°C perforando a 4-5 km de profundidad en Islandia, haciendo incluso más rentable el uso de esta tecnología. La ilustración 27 contiene las temperaturas a las que trabajaría la planta:

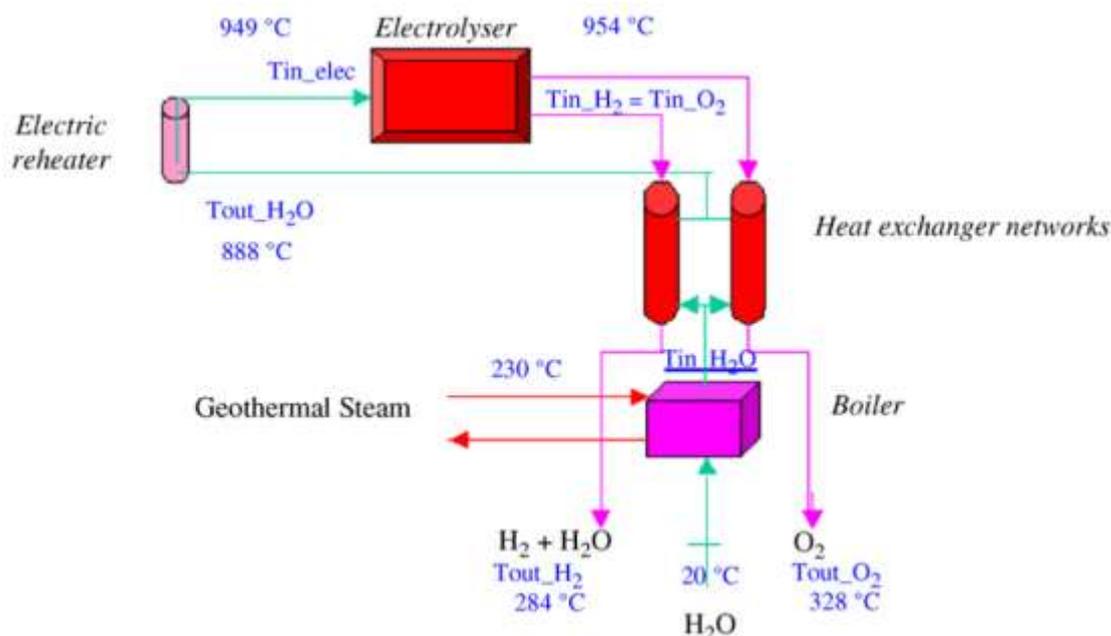


Ilustración 27: esquema de funcionamiento térmico de central SOEC acoplada a geotermia, (Sigurvinsson et al., 2007)

La electrólisis de alta temperatura operaría en modo exotérmico, que es ideal para el acople con la geotermia puesto que parte del calor necesario es aportado por el calentamiento óhmico del proceso de electrólisis. En este modo de funcionamiento la temperatura del vapor a la salida sería superior a la del vapor a la entrada. Cabe mencionar que este modelo no implementa realmente electrolizadores de óxido sólido, sino pilas de combustible de óxido sólido funcionando en modo inverso, es decir, en vez de consumir combustible para producir electricidad consumen electricidad y calor para producir hidrógeno. De este estudio también se extrae que la potencia eléctrica que necesitan los electrolizadores es bastante superior a la que requiere el recalentador eléctrico.

4.2.5.2 Electrólisis de óxidos sólidos acoplada a fotovoltaica

De acuerdo con [15](Gopalan et al., 2008), la producción de hidrógeno por electrólisis potenciada con energía fotovoltaica es un proceso totalmente limpio, con cero emisiones de carbono a la atmósfera. El sistema utilizaría un concentrador fotovoltaico junto con un divisor espectral dicróico que separaría la radiación solar concentrada en radiación infrarroja, con la que se obtiene energía térmica, y en visible, aprovechable para generación de electricidad a partir de células fotovoltaicas. De esta forma se cubre la demanda eléctrica y de calor del electrolizador de óxido sólido como se indica en el esquema de funcionamiento de la ilustración 28.

En la ilustración 28 se aprecia que en este sistema también se incorpora recuperación del calor de los productos de la electrólisis, que pasa a la red de intercambiadores de calor. Este calor se utilizaría para generar el vapor de agua que alimenta los electrolizadores

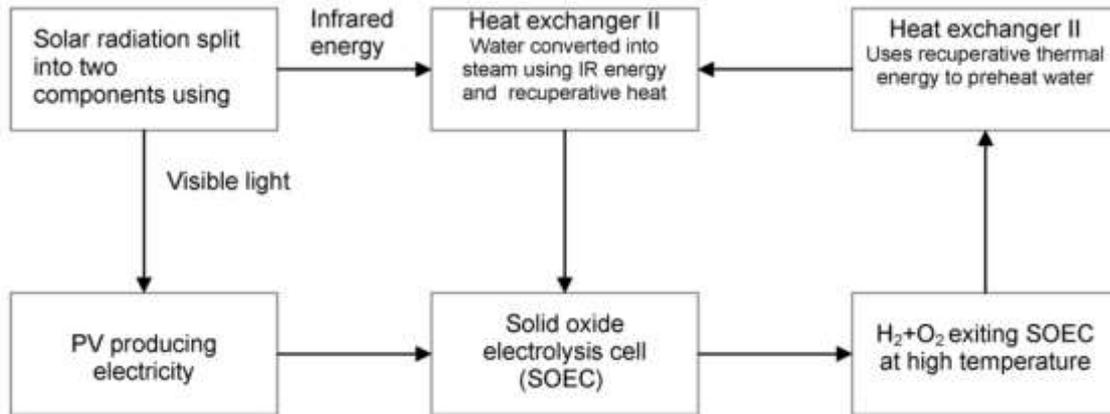


Fig. 1. Illustration of a recuperative, self-sustaining electrolysis system using solar renewable energy.

Ilustración 28: sistema de electrólisis recuperativo y autosuficiente acoplado a sistema de concentración solar, (Gopalan et al., 2008)

Este estudio demuestra que la producción de hidrógeno con concentración fotovoltaica es un 60% más económica que la producción con paneles fotovoltaicos exclusivamente, debido a la eficiencia de los paneles combinado con el hecho de que no se desaprovecha energía térmica de la radiación incidente. Un factor determinante en la viabilidad económica y técnica de este tipo de proyectos sería que la posibilidad de generar hidrógeno por la noche también, acoplando el sistema a su vez a una fuente de producción suplementaria de naturaleza renovable que pudiese generar en ausencia de radiación solar o en su defecto, una planta que emita el menor carbono posible.

Los resultados que este documento arroja figuran en las ilustraciones 29, 30, 31 y 32. La ilustración 29 contiene un gráfico que enfrenta la temperatura de salida al uso de vapor para distintos voltajes de operación. En función del voltaje de operación se dan tres situaciones diferentes:

- Si el voltaje está por debajo del voltaje termo neutro la temperatura de los productos de reacción disminuye conforme incrementa el uso de vapor
- Si el voltaje es exactamente el termo neutro la temperatura de los gases no varía independientemente de que se modifique la utilización de vapor
- Si se supera el voltaje termo neutro la temperatura de los productos aumenta al incrementar el uso de vapor

Cuanto mayor sea el consumo de vapor menor es el tamaño del intercambiador de calor independientemente del voltaje de operación, sin embargo, para un mismo uso de vapor se dan dos casuísticas distintas:

- Si la tensión se aumenta hasta 1.5V el tamaño del intercambiador de calor incrementa
- Si la tensión se eleva por encima de 1.5V el tamaño del intercambiador se reduce

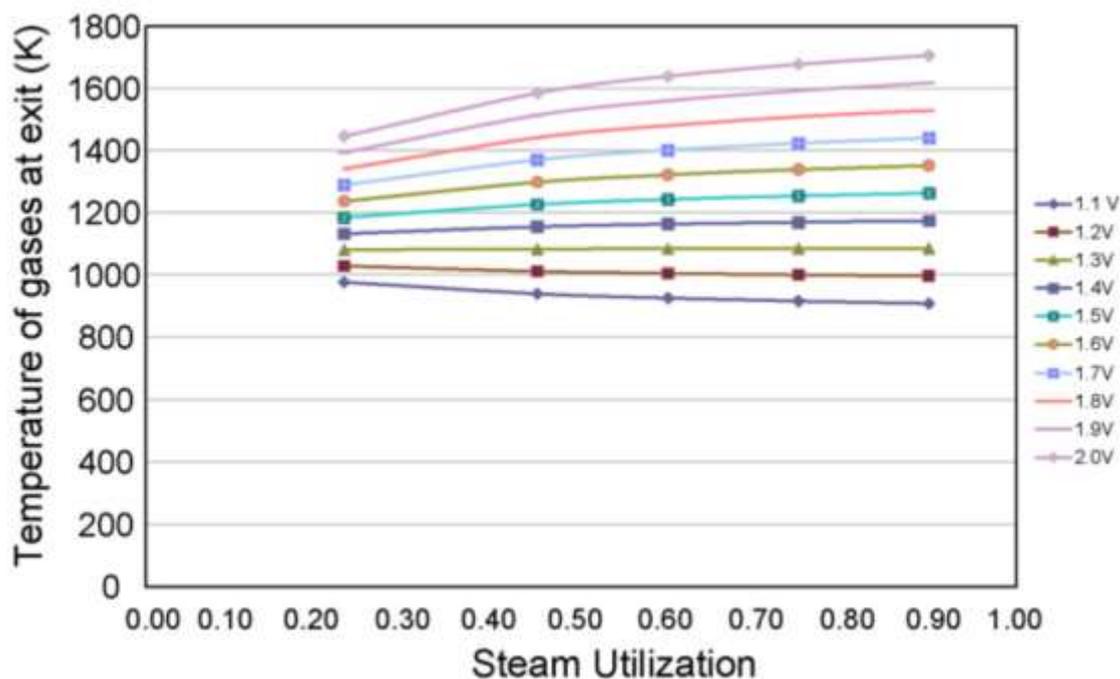


Ilustración 29: temperatura de gases de salida versus utilización de vapor para distintos voltajes de operación, (Gopalan et al., 2008)

En las ilustraciones 30, 31 y 32 se aprecian gráficos que enfrentan la eficiencia de la electrólisis y el voltaje de funcionamiento para distintos usos de vapor. La diferencia entre estas es la cantidad de celdas que conforman la pila de electrolizador. Dependiendo del tamaño de la pila la eficiencia máxima se alcanza cuando el voltaje de operación coincide o es superior al termo neutro. Las ilustraciones 18 y 19 desvelan que para un número reducido de apilamientos la eficiencia máxima se alcanza en torno a 1.5V pero que conforme aumenta el número de celdas, ilustración 20, la eficiencia se alcanza a menor voltaje, concretamente en el voltaje termo neutro. Al analizar las curvas para distintos usos del vapor se descubre que existe poca dependencia entre la eficiencia y la utilización del vapor, es más, cuantas más celdas contiene la pila más se reduce esta dependencia como puede apreciarse en la ilustración 20. Las eficiencias máximas parecen incrementarse con el número de celdas en cada pila puesto que para 10 y 50 celdas la eficiencia máxima tiene un valor del 82% y para 250, alcanza el 92%. Independientemente del número de celdas si se sobrepasa un umbral de tensión de funcionamiento la eficiencia decrece:

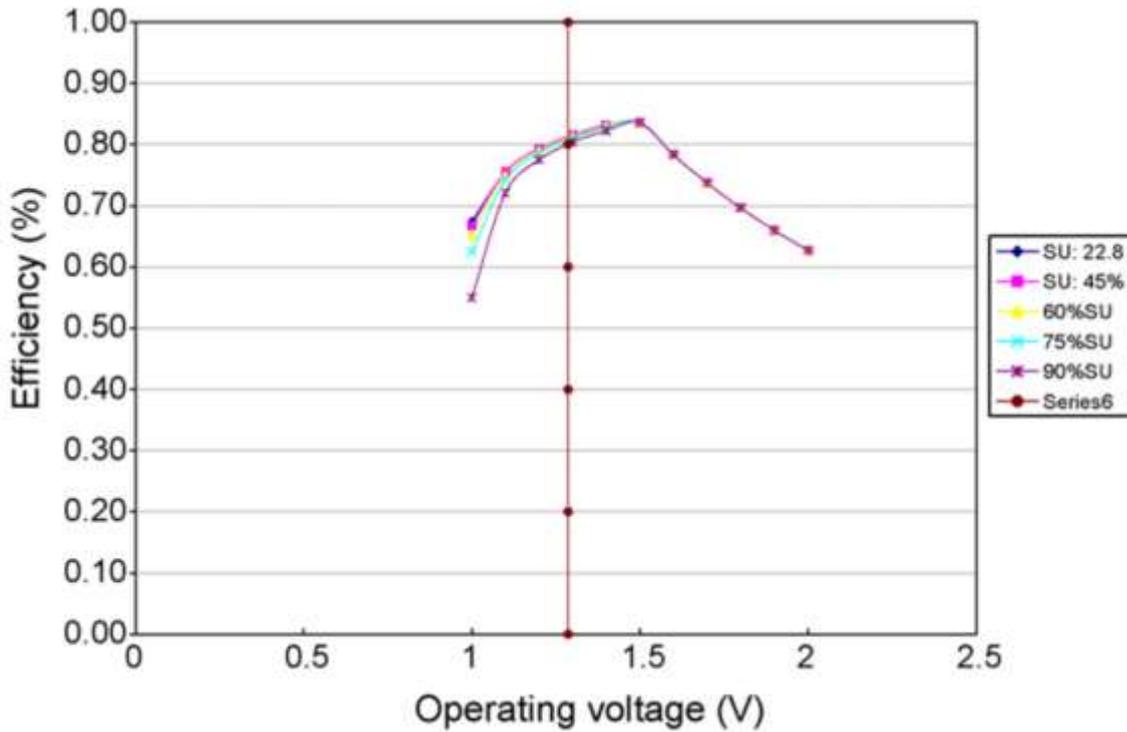


Ilustración 30: eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 10 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor, (Gopalan et al., 2008)

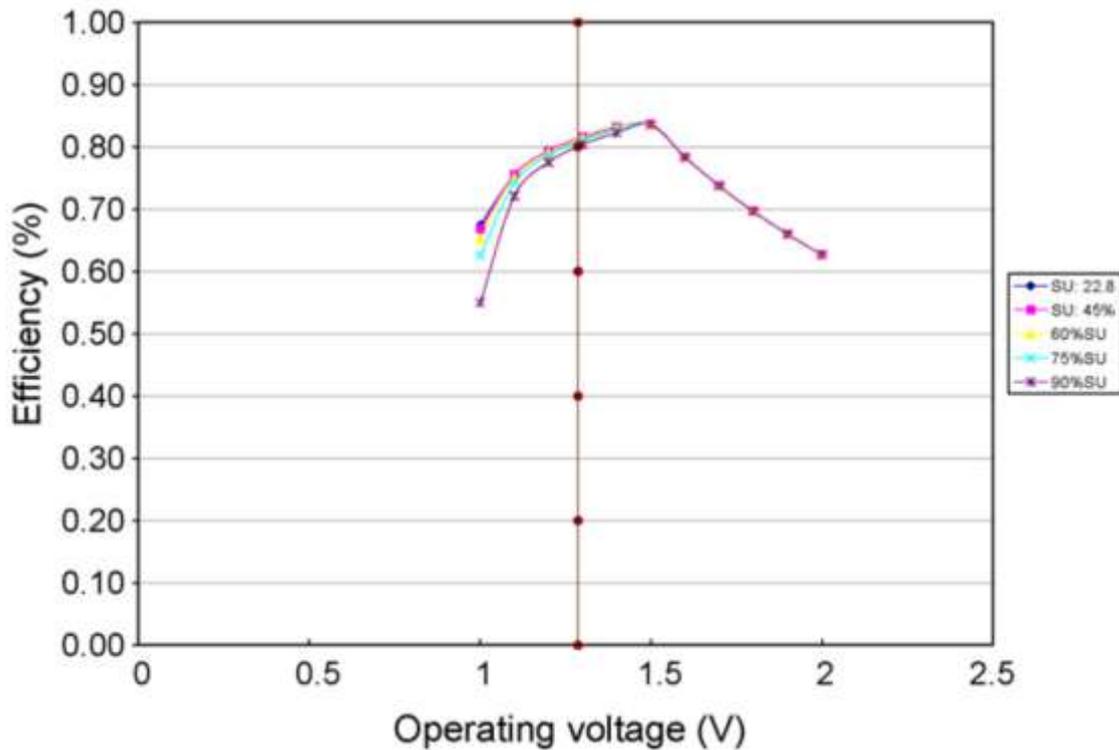


Ilustración 31: eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 50 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor, (Gopalan et al., 2008)

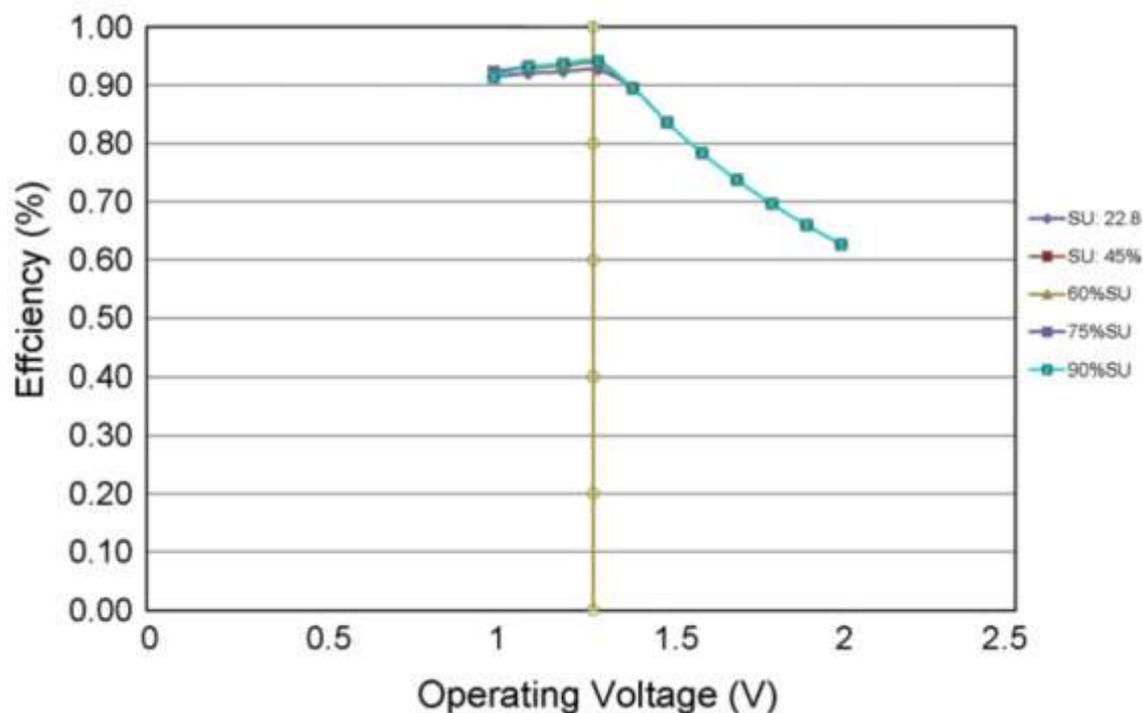


Ilustración 32: eficiencia de la electrólisis en pila SOEC de 250 celdas frente a distintos voltajes de operación para varios usos de vapor, (Gopalan et al., 2008)

De estas ilustraciones se extrae que el voltaje de operación adecuado para el sistema propuesto está en el intervalo de 1.3-1.6V por celda.

4.2.5.3 Producción de H₂ con parque eólico offshore

Noruega pretende reducir sus emisiones y limpiar el sector transportes hasta conseguir neutralidad de emisiones de carbono para 2050. El mayor porcentaje de emisiones en Noruega no proviene de las centrales de producción de potencia, sino de vehículos, por lo que el campo de interés es el combustible que los propulsa. Para posicionar el hidrógeno como el combustible principal para transporte, el gobierno noruego ofrece exenciones fiscales e incentivos a los vehículos de pila de combustible de hidrógeno.

La demanda de hidrógeno para transporte en Noruega es aproximadamente 450.000 toneladas, para producirlo serían necesarios un mínimo de 1200 electrolizadores de la más alta capacidad existentes y 4 millones de litros de agua anuales para alimentar dichos electrolizadores. Semejante volumen de agua puede ser obtenido del mar, pero es necesario usar plantas de desalación que incorporen ósmosis inversa, destilación multiefecto o destilación flash multietapa para alimentar a los electrolizadores.

El estudio [22](Meier, n.d.) está alineado con los objetivos noruegos. El trabajo en cuestión contempla el uso de un parque eólico marino ficticio de 100MW en Noruega, cerca del parque marino eólico alemán Alpha-Ventus, para la producción de hidrógeno a gran escala a partir de electrólisis con PEMEL o con SOEC. Para cubrir la demanda total de hidrógeno se necesitaría un sistema de un tamaño 100 veces mayor al propuesto. La eólica marina en Noruega tiene dificultades para la producción de electricidad debido a los problemas de conectividad de la red hasta los puntos de consumo, la intermitencia de suministro y la distancia hasta la costa, pero sí que sería viable utilizarla para producción de hidrógeno puesto que su transporte mediante barcos especializados está estandarizado. Para la producción de hidrógeno se seguiría considerando un factor de coste la distancia hasta la costa.

La potencia mínima para que la producción de hidrógeno sea económicamente viable es 100MW. El estudio se realizaría a partir de datos operativos de parques eólicos preexistentes: toma como base una extrapolación para 100MW de potencia de los datos operacionales del parque Alpha-Ventus, que tiene una capacidad de 60MW. Para que el sistema sea estable es necesario un 5% de la capacidad instalada, en este estudio solo se contabiliza la potencia que supera este valor, que se genera el 75% del año. Teniendo en cuenta este porcentaje se obtiene una capacidad instalada de 257.72 GWh/año, que será considerado el escenario más pesimista

puesto que para el parque Alpha-Ventus, que es de menor potencia, la capacidad instalada es de 267 GWh/año. La necesidad de discernir entre escenarios pesimistas y optimistas limita el alcance de este estudio para delimitar precios y eficiencias con exactitud. Para la totalidad de horas que puede generar al año, 4050 horas, la producción de energía total alcanzaría los 403.63 GWh/año, por lo que el rango de electricidad utilizable quedaría entre 257.72 – 403.63 GWh/año segmentada en tres escenarios: pesimista, base y optimista.

La ilustración 33 muestra los tipos de electrólisis que se consideran en este estudio. A primera vista la electrólisis de salmuera puede parecer más adecuada puesto que en esta se alimenta al electrolizador con una solución de agua y cloruro de sodio, agua de mar concentrada, pero dado que apenas existe información sobre electrólisis que aproveche agua marina esta opción se excluye del análisis. La electrólisis alcalina requiere de transporte y almacenamiento de hidróxido de potasio, KOH, por lo que no es viable para este tipo de proyecto.

Type	Fuel	Temperature	Main product	Max. realized size
Brine	NaCl: Brine	90 °C	NaOH + Cl ₂	N.A.
Alkaline	25 % KOH: Lye and water	80 °C	H ₂	2.5 MW
PEMEC	Fresh water	<100 °C	H ₂	0.3 MW; 3 MW planned
SOEC	Steam	500–1,000 °C	H ₂	200 kW (modular)

Ilustración 33: tipos de electrólisis para planta de generación de H₂ mediante eólica marítima, Meier, n.d.

Los tipos de electrólisis restantes, PEMEC y SOEC, son las valoradas en este estudio. Ambas necesitan agua para operar: PEMEC la necesita en estado líquido, SOEC en estado gaseoso, por lo que su uso lleva asociada la incorporación de un evaporador y un compresor de alta capacidad. Los metales nobles, como el platino, encarecen la tecnología, los SOEC son potencialmente más baratos que los PEMEC al prescindir de estos. Además, los materiales de los SOEC son más baratos y están disponibles. Al trabajar a altas temperaturas manejan mejores eficiencias que los PEMEC pero los equipos auxiliares que precisan añaden complejidad al diseño del sistema. La ilustración 34 compra las especificaciones de los electrolizadores que utilizan estos tipos de electrólisis junto con los alcalinos para los tres escenarios mencionados con anterioridad:

Electrolyser	PEM			SOEC			Alkaline		
	Worst	Base	Best	Worst	Base	Best	Worse	Base	Best
Efficiency (%)	38.45	62.86	85.8	38.8	66.25	94.1	68.63	72.85	77.1
Cell voltage (volt)	2	1.74	1.48	1.48	1.29	1.1	2.2	1.95	1.7
Pressure (bar)	13.8	21.9	30	1	1	1	1	15.5	30
Feed-in	Fresh water			Steam (and hydrogen)			Potassium lye (KOH)-water solution		
Electrode material	Platinum, iridium, ruthenium, rhodium, polymer membrane			Solid oxide ceramic, e.g.: Y ₂ O ₃ , ZrO ₂ , Co-ZrO ₂			Nickel, copper, mangan, wolfram, ruthenium		

Ilustración 34: electrólisis PEM, SOEC y Alcalina para escenarios pesimista, base y optimista para planta de generación de H₂ mediante eólica marítima, Meier, n.d.

Este estudio tiene en cuenta la variabilidad del suministro que proporciona la tecnología eólica en alta mar a la planta basada en electrolizadores para el dimensionamiento de los electrolizadores, de los sistemas auxiliares que manejan dicha variación y de los convertidores de potencia que entreguen el voltaje correcto para distintas capacidades manteniendo eficiencia prácticamente constante. De acuerdo con la Asociación Europea de la Energía Eólica, EWEA, la variabilidad a corto plazo del suministro, en una escala de minutos o segundos, no suele ocurrir en este tipo de tecnología por lo que no supone un problema; Las variaciones de horas sí son significativas.

Donde reside el principal foco de complicaciones es en el manejo de las cargas variables. Este cambio en las

cargas afecta a la eficiencia especialmente de la electrólisis PEM y alcalina. Es necesario cierta precaución en estos tipos de electrólisis para cargas bajas puesto que el hidrógeno y el oxígeno pueden evaporarse a través de la membrana generando un ambiente explosivo. Se aplica un factor de reducción de eficiencia debido a estas cargas variables de entre el 80-100% sobre los electrolizadores, que tienen una capacidad nominal del 50% de la potencia máxima.

Respecto al aspecto económico del estudio, la ilustración 35 muestra una recopilación del precio estimado para cada componente del sistema para tres escenarios (el base, el mejor y el peor) donde la mayor inversión está ligada al parque eólico.

Component	Unit	Best case	Base case	Worst case
Interest rate		7 %	10 %	12 %
Lifetime (Electrolyser)	Years	10	10	10
Lifetime (other)	Years	25	20	15
Platform	M€	56.9	114.05	171.2
Wind	($\frac{€}{kW}$)	1,137	2,281	3,424
Electrolysis		2,810	4,253	7,062
Steam generation		1,215 ^a	1,215 ^a	1,215 ^a
Desalination ^a	($\frac{€}{m^3/d}$)		1,450	
Pipeline ^a	$\frac{€}{km}$		474.3	
Length	km	50	125	200
O&M ^a			2 % of total annual cost	

^a Simplified

Ilustración 35: rango de precio de los componentes y procesos del sistema de producción de H2 con eólica en alta mar para tres escenarios, Meier, n.d.

Si se usan PEMEL el precio total en el caso base asciende hasta los 716.15 M€, usando SOEC llegaría hasta los 640.85 M€, ilustración 36. Esta diferencia de capital reside en que el tamaño del electrolizador afecta bastante al coste, siendo los SOEC más reducidos que los PEMEL y en que la aparamenta auxiliar que los SOEC necesitan, evaporador y compresor, no es costosa en comparación con el resto de los componentes comunes de la planta.

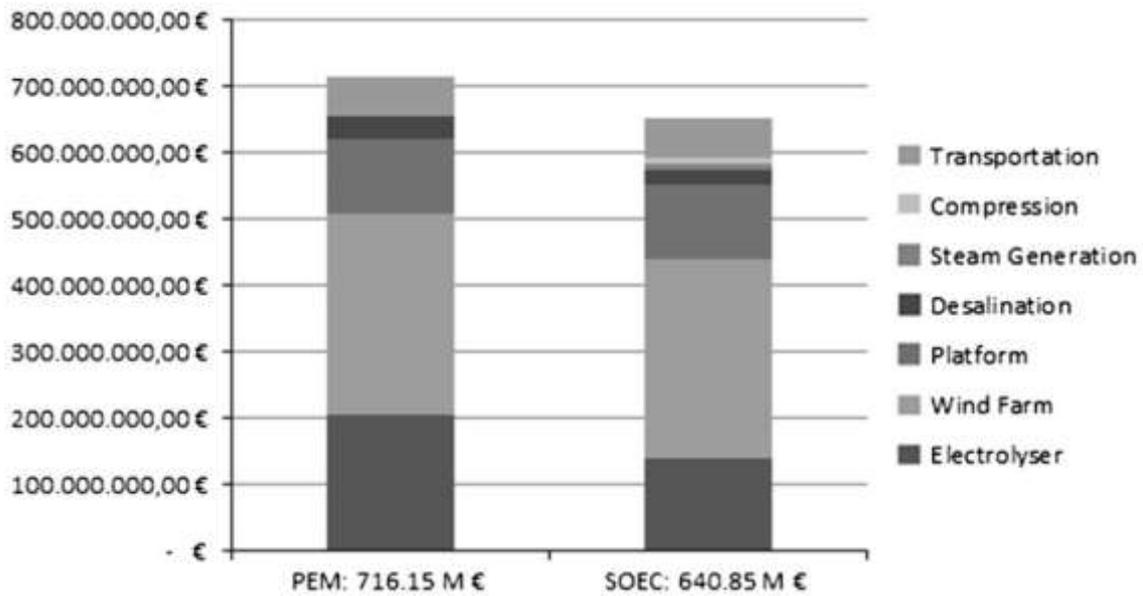


Ilustración 36: coste de los componentes respecto al total invertido para el caso base, Meier, n.d.

El sistema que utiliza PEMEL produce más cantidad de hidrógeno en todos los casos puesto que consume menos energía en sus dispositivos auxiliares que en los asociados al SOEC, pero las eficiencias del sistema que integra SOEC son mayores para el caso base y el peor caso. Esta información la contiene la ilustración 37, donde puede apreciarse que la producción anual de hidrógeno de la planta oscilaría para el conjunto de los tres casos entre 1530 – 8020 *ton/año*:

Scenario	Unit	PEM			SOEC		
		Worst	Base	Best	Worst	Base	Best
Hydrogen produced	kg	1,709,494	4,105,517	8,023,902	1,533,458	3,893,751	7,903,266
Energy demand of electrolysis	$\frac{kWh}{kg}$	150.5	80.05	49.85	111.38	56.28	33.81
Overall specific energy demand	$\frac{kWh}{kg}$	155.2	82.53	51.39	171.35	86.59	52.02
Total efficiency	%	25.39	47.75	76.68	23	45.51	75.75

Ilustración 37: producción de hidrógeno, demandas de energía y eficiencia para tres casos integrando tecnología PEM y SOEC en la planta de producción de H2 con eólica en alta mar, Meier, n.d.

El precio de producción del kilogramo de hidrógeno oscilaría para la totalidad de los escenarios entre 5.2-106.1 €, ilustración 38:

$\left(\frac{€}{kg}\right)$	PEM			SOEC		
	Worst	Base	Best	Worst	Base	Best
Incl. transport	106.10	23.44	6.30	106.15	21.84	5.17
Excl. transport	86.71	20.61	6.02	84.33	18.85	4.89

Ilustración 38: comparación del precio del kilo de H2 producido con PEM o con SOEC incluyendo y excluyendo su transporte para tres escenarios, Meier, n.d.

4.2.6 Proyecto AD ASTRA: pruebas de estrés aceleradas para SOEC

La vida útil de las pilas de óxido sólido se está prolongando tanto para su comportamiento como SOFC como SOEC, se espera que hasta las 80000 horas de operación para 2050. Varios organismos investigadores y empresas han demostrado que los índices de degradación de las células, pilas y sistemas son aceptables durante periodos que van desde unos pocos cientos hasta varios miles de horas, que todavía dista mucho del total de horas de operación al que se pretende llegar.

En la actualidad no se tienen modelos de degradación fiables ni metodologías validadas para evaluar la durabilidad prevista de la pila en un plazo práctico, se hace necesario realizar pruebas de estrés aceleradas para garantizar la durabilidad de estas.

Por lo general, un gran número de parámetros operativos influyen en la degradación de las celdas de óxido sólido durante su vida útil, y cada uno de ellos contribuye según tiempos e intensidades característicos, a menudo de formas confusas y contradictorias. En las celdas de óxido sólido se producen procesos fuertemente entrelazados durante la operación, lo que suele producir efectos dominó, es decir, que la degradación fuerte que se produce en un componente o área puede desencadenar o acelerar la degradación en otras partes de la pila. Por lo tanto, es crucial identificar las asignaciones críticas y los mecanismos dominantes que reducen la vida útil de la celda de óxido sólido.

FCH JU desplegó una iniciativa internacional en 2018 para investigar este campo y en enero de 2019 se lanzó el proyecto AD ASTRA [23](herle, n.d.), que cuenta con la colaboración de empresas como SolidPower y Sunfire, expertas en la operación prolongada de esta tecnología.

AD ASTRA pretende desarrollar protocolos que permitan identificar y predecir cuantitativamente los mecanismos críticos de degradación, correlacionándolos con las variables de rendimiento global en los tres componentes críticos de las celdas de óxido sólido que limitan su vida útil: el electrodo negativo (de combustible), el electrodo positivo (de oxígeno) y la interconexión.

Estos protocolos tienen dos fases:

- Análisis de múltiples muestras de pilas de SOC proporcionadas por socios industriales y probadas sobre el terreno industriales
- Aplicación de métodos de prueba y modelización existentes. Se desarrollan también métodos mejorados basados en el envejecimiento ex-situ (fuera del SOEC) de los componentes y en las pruebas agravadas de las pilas.

4.3 Proyectos operacionales que integran SOEC

Existen proyectos de demostración de producción de hidrógeno llevándose a cabo en la actualidad a varios niveles de desarrollo en todo el mundo. En [24](*H2 Valley map* | *H2Valleys*, n.d.) se ubican dichos proyectos, ilustración 39, y figura una explicación detallada de aquellos que han consentido la publicación de sus progresos en esta página web.



Ilustración 39: ubicación y nombre de proyectos que involucran H2 operacionales o en vías de serlo en 2021, Biebuyck, 2021

Entre estos proyectos puede observarse que aquellos que integran electrólisis de alta temperatura con electrolizadores de óxido sólido componen una minoría, el mayor porcentaje de proyectos lo ocupan tecnología PEM y alcalina. Los esfuerzos por desarrollar, integrar y dar visibilidad a la electrólisis de alta temperatura los lidera la Unión Europea, [25](Biebuyck, 2021), mayoritariamente con dos proyectos plenamente operacionales del orden del MW de capacidad, el proyecto GrInHy y el MultiPLHY.

En este documento del FCHJU europeo, Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaken, [25](Biebuyck, 2021), se ofrece una perspectiva del estado de la investigación y el desarrollo de la electrólisis de alta temperatura en la Unión Europea. La ilustración 40 muestra el apoyo financiero que el FCHJU lleva proporcionando durante 13 años a esta tecnología, observándose una inversión significativamente creciente en los últimos dos años. Las demostraciones y proyectos operacionales dieron comienzo hace relativamente pocos años, antes de este hito solo se llevaban a cabo labores de investigación y pruebas en laboratorio relacionadas sobre todo con la eficiencia y durabilidad de la tecnología. En la ilustración 40, IA es el acrónimo de acciones innovativas (demos) y RIA es el acrónimo de investigación y acciones innovativas. Como puede apreciarse en el gráfico de la ilustración 40, los proyectos basados en operar una instalación para llegar a una determinada producción de hidrógeno que excluyan la investigación han sido realizados hace relativamente poco tiempo, en 2018, 2019 y 2020. Incluso en estos años se han llevado a cabo investigaciones y testeos, es la actividad común a todo el desarrollo.



Ilustración 40: financiación de tecnología SOEC por FCH JU, Biebuyck, 2021

El capital proporcionado por FCH JU para las tecnologías de óxido sólido, ya sean electrolizadores o pilas de combustible, está destinado principalmente a dos usos finales: energía o transporte, como indica la ilustración 41, teniéndose así capital invertido en:

- ensayos y despliegue de aplicaciones de pilas de combustible de óxido sólido tanto para el transporte como para la energía
- productos de nueva generación destinados al transporte y a la energía
- hidrógeno para la integración sectorial
- apoyo a la incorporación al mercado, que recibe una cantidad menos sustanciosa

La ilustración 41 cita la suma exacta de fondos que recibe cada área:

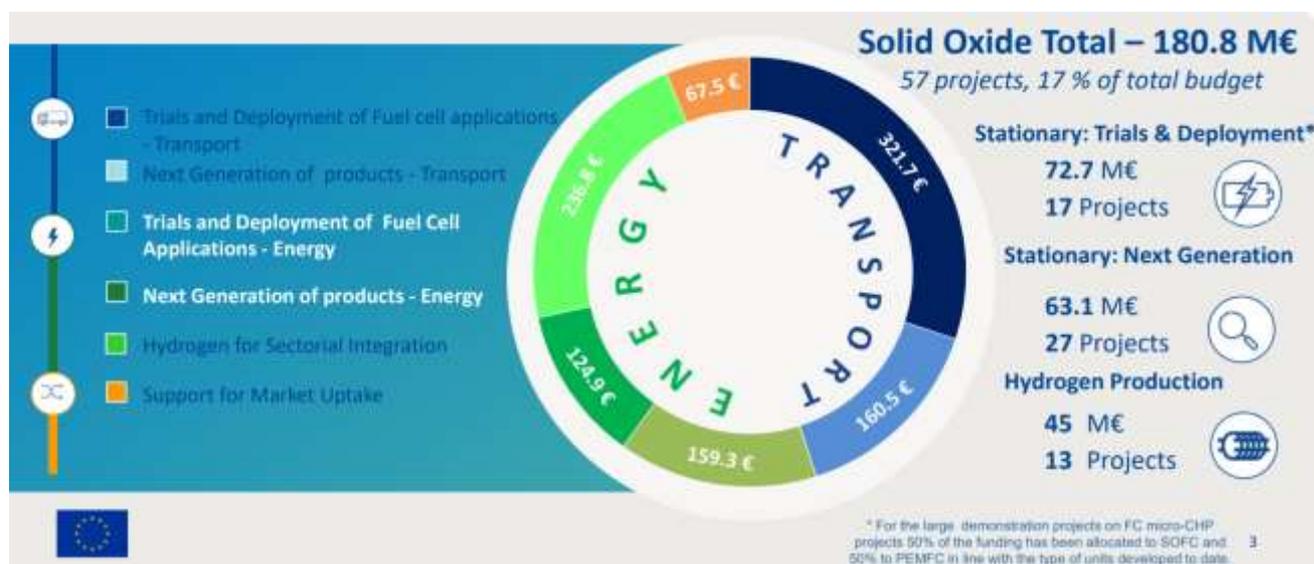


Ilustración 41: apoyo financiero de FCH JU a tecnologías de óxido sólido, Biebuyck, 2021

El gráfico de la ilustración 42 arroja una conclusión prometedora, en 5 años de desarrollo estos dos proyectos han conseguido simultáneamente aumentar su capacidad de la electrólisis de los electrolizadores de óxido sólido por 10 y reducir por 5 la inversión para desplegar dicha capacidad. En los siguientes subapartados se profundizará en los proyectos mencionados con anterioridad.

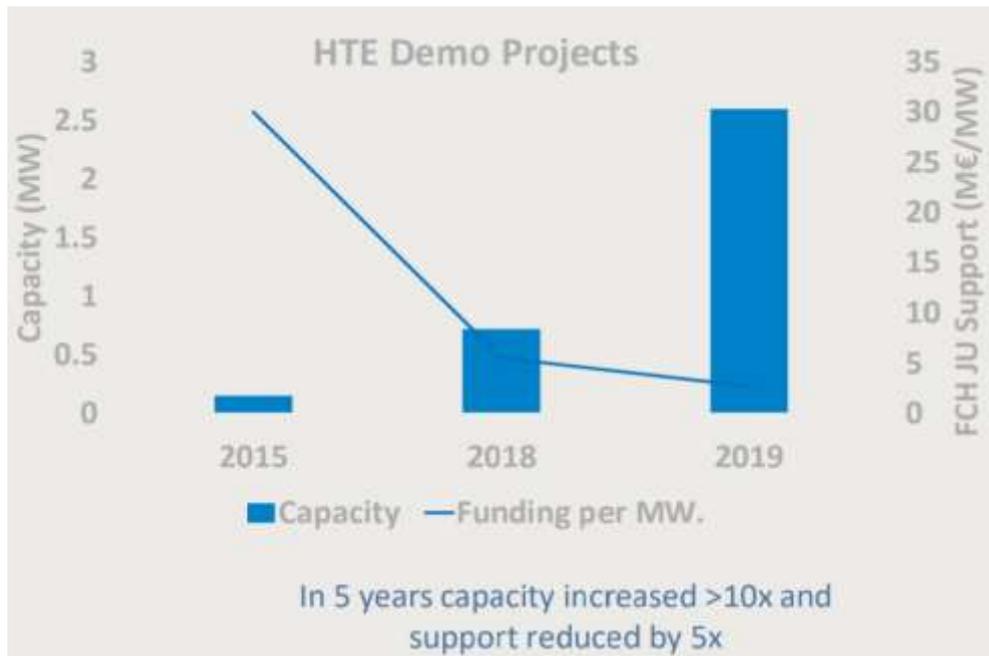


Ilustración 42: evolución de la capacidad y el precio de la misma para SOEL, Biebuyck, 2021

4.3.1 Proyecto GrInHy y GrInHy2.0: generación de hidrógeno industrial verde para metalurgia

El documento [26](Kroop & Posdziech Oliver, 2021) contiene información sobre la primera demostración industrial de producción eficiente de hidrógeno verde mediante tecnología SOEC integrada en las infraestructuras de la fábrica de hierro y acero de Salzgitter, el proyecto GrInHy, ilustración 43.



Ilustración 43: primera iteración del proyecto GrInHy en 2015, Biebuyck, 2021

El esquema de funcionamiento de Green Industrial Hydrogen, GrInHy, figura en la ilustración 44:

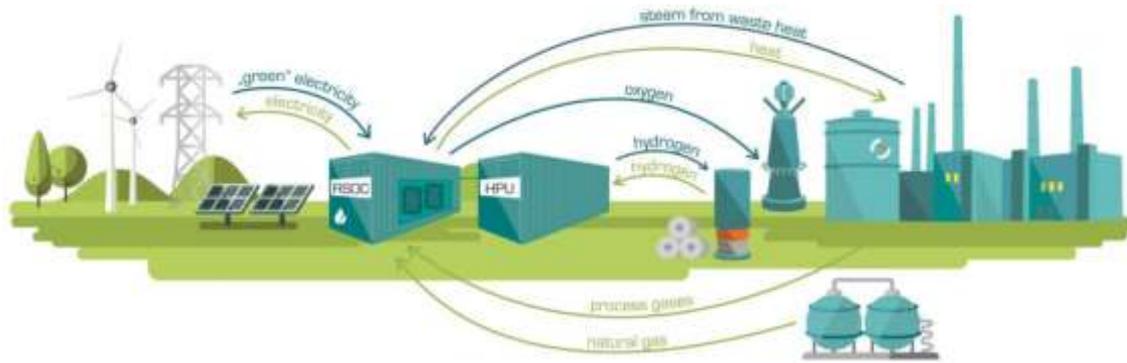


Ilustración 44: proyecto GrInHy, primera demostración de producción de H₂ verde eficiente, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

La fábrica utiliza el electrolizador SOEC más grande creado hasta la fecha, que produce $40 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$ con un consumo eléctrico de 150kW, para descarbonizar sus procesos mediante la coelectrólisis.

Como puede apreciarse en la ilustración 44, el flujo de electricidad es bidireccional desde la red y fuentes de energías renovables hacia el electrolizador o desde el electrolizador hasta los elementos anteriores debido a que los stacks pueden operarse de forma reversible, como opera una pila de combustible para generar electricidad. La estructura del electrolizador, sus materiales de construcción y el apilamiento de las celdas en stacks y de los stacks en módulos pueden observarse en la ilustración 45:

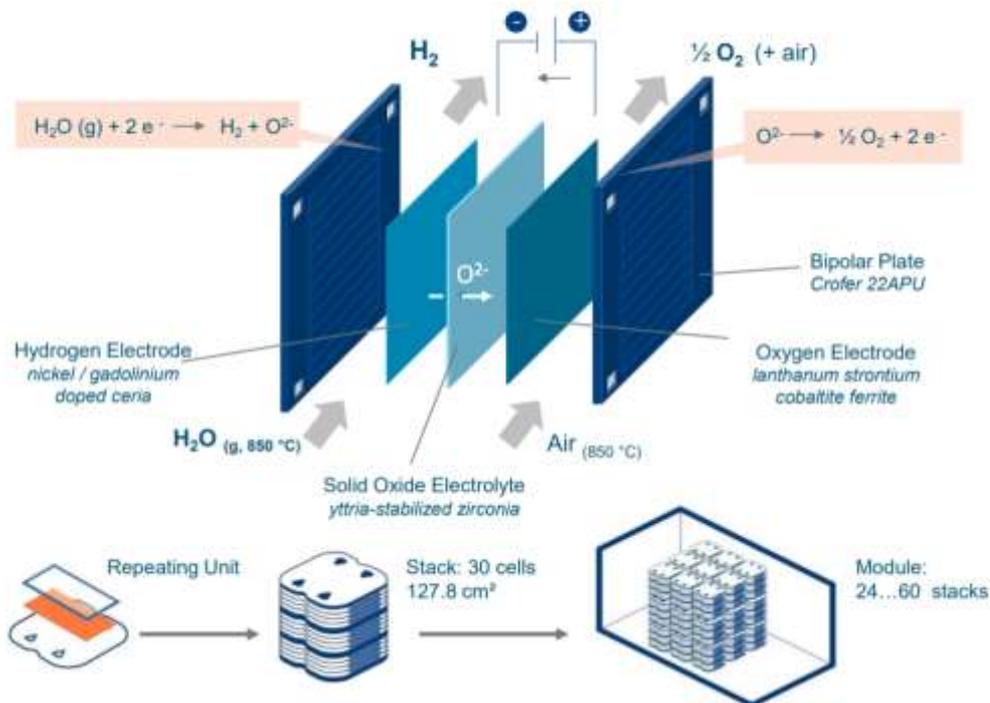


Ilustración 45: celda SOEC, stacks y módulos del proyecto GrInHy, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

El electrolizador SOEC ha operado un total de 10000 horas entre 2017 y 2019, produciendo $90000 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$. Esta adaptación forma parte de la línea de medidas que previsiblemente adoptarán estas industrias ante las futuras y sucesivamente crecientes restricciones de emisiones de CO₂ y NO_x para el horizonte 2050 que la UE pretende ejecutar. El calor residual de los procesos de fundición se utiliza para la producción del vapor de alimentación del electrolizador. Además, consigue una eficiencia eléctrica sin precedentes, del 78%, que establece nuevos estándares. Esta instalación supuso un paso adelante en el TRL de la tecnología, ya no solo existen investigaciones y pruebas en laboratorios, ahora existen instalaciones construidas que arrojan resultados similares a los proyectados en sus diseños.

Existe una segunda versión más actual de esta infraestructura, que comenzó a operar en 2019 y terminará su fase de pruebas de operación en 2022, cuyo esquema de funcionamiento aparece en la ilustración 46:



Ilustración 46: actualización del proyecto GrInHy, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

La ilustración 47 muestra cómo está diseñada la segunda iteración del proyecto, se ha ampliado la potencia del electrolizador de óxido sólido a 720kW aumentando el número de módulos a 8, ahora contiene 1080 celdas de electrolizador de óxido sólido:

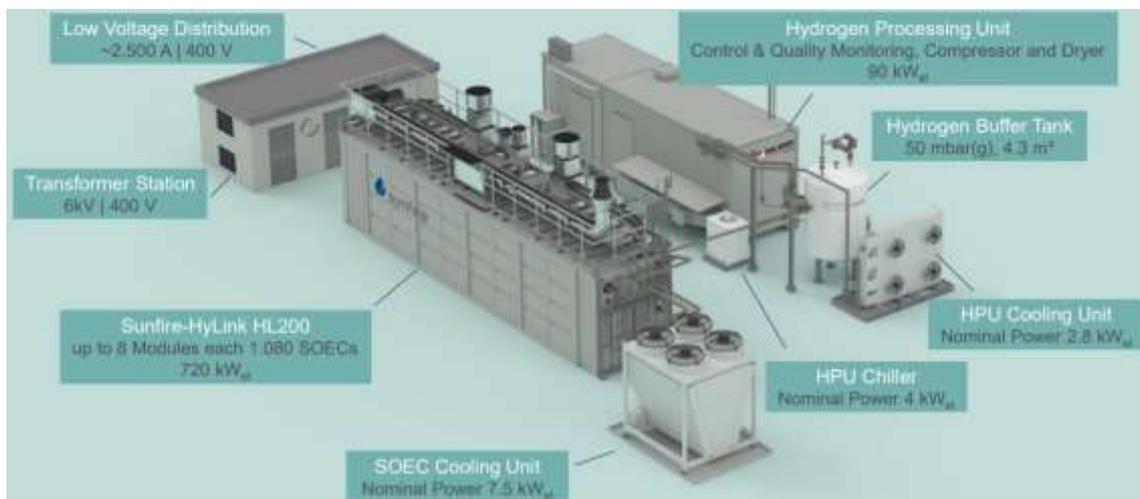


Ilustración 47: diseño de GrInHy2.0, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

El nuevo diseño utiliza la última generación de módulos de electrolizador, con cada generación se ha incrementado el número de stacks por módulo incrementado así su potencia, ilustración 48.

De momento la capacidad del electrolizador SOEC de GrInHy2.0 es de $105 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$ y se espera que para



Ilustración 48: modelos mejorados de electrolizadores con más stacks por módulo, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

finales de 2021 sea de $200 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$, $18 \text{ kg}_{\text{H}_2} / \text{h}$. Los últimos registros de consumo y producción de hidrógeno, graficados en la ilustración 49, indican que desde marzo se han producido $160000 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$, 14.5 toneladas.

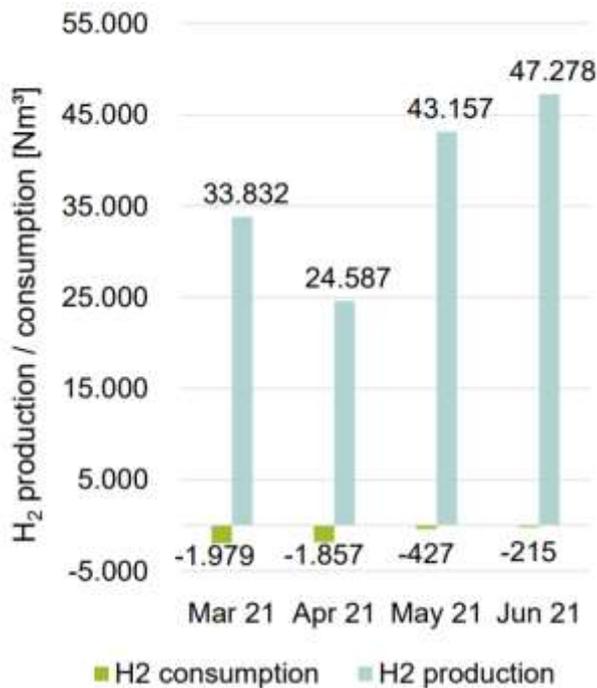


Ilustración 49: consumo y producción de H2 en Nm^3 para GrInHy2.0, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

Respecto a la primera iteración del proyecto se han simplificado los procesos de fabricación y se ha optimizado el secado y la compresión en la unidad de procesamiento de hidrógeno, HPU, aumentándose así la eficiencia del proceso y consiguiendo un 100% de recuperación de H2.

El electrolizador de GrInHy2.0 acumula más de 13000 horas de operación y ha producido un total de 100 toneladas de hidrógeno. La eficiencia eléctrica se ha incrementado hasta llegar al 84%.

Cabe mencionar que el suministro de hidrógeno para la planta metalúrgica no solo proviene de electrolizadores de alta temperatura, la mayor parte del hidrógeno suministrado proviene de electrolizadores PEM, concretamente de 2.5MW que producen $450 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2 / \text{h}$, pero es necesaria la inclusión de electrolizadores de alta eficiencia porque la demanda de producción de H2 aumentará considerablemente en los próximos años y es necesario tener muy en cuenta las eficiencias del proceso y la disponibilidad y precio de los materiales de construcción. La instalación cuenta también con un tanque auxiliar de hidrógeno, cada elemento lo aporta un colaborador distinto del proyecto. La ilustración 50 muestra las fuentes que suministran hidrógeno a la fábrica.

Esta evolución dentro del proyecto supone una mejoría notable sobre sus anteriores versiones y como conjunto pone de manifiesto la viabilidad de esta tecnología. En un futuro se desarrollarán electrolizadores de tercera generación que tendrán mayor densidad de potencia y robustez a un menor coste y se intentará sustituir por completo los hornos de alta temperatura por procesos de reducción directa utilizando hidrógeno.



Ilustración 50: suministro de hidrógeno a la fábrica Salzgitter Flachstahl, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

4.3.2 Proyecto MultiPLHY: descarbonización de la industria de los combustibles

El proyecto MultiPLHY, [13](Mougin, 2020), pretende generar biocombustibles de alta calidad a partir de la generación de hidrógeno verde con electrolizadores de alta temperatura en la biorrefinería Neste, en Rotterdam, Países Bajos. Este proyecto es de vital importancia puesto que marca el camino para la descarbonización de la industria del gas y del petróleo además de llevar el estado de la tecnología a un nuevo TRL (Technology Readyness Level), el TRL8: es pionero en la fabricación, instalación e integración de un sistema de electrólisis de alta temperatura del orden de multiMW en este sector.

La ilustración 51 muestra el sistema de celdas de segunda generación Sunfire conectadas en serie que integra el electrolizador para conseguir potencias nominales del orden de multiMW, 2.6 MW específicamente. Su implementación acarrea las siguientes ventajas: se conseguirían mejores eficiencias eléctricas, del 85%, y reducir costes de la electrónica de potencia y de mantenimiento implementando nuevos conceptos de seguridad e instalación.



Ilustración 51: producto Sunfire-Hylink SOEC utilizado en el proyecto MultiPLHY, Kroop & Posdziech Oliver, 2021

La ilustración 52 muestra el esquema del proceso que se lleva a cabo en este proyecto: se alimenta al sistema MultiPLHY con 3.5 MW de potencia nominal eléctrica procedente de energías renovables, de donde 2.4MW se demandan entre el electrolizador y 0.2 MW en la unidad de procesamiento de hidrógeno, la cual consume 1% del hidrógeno que genera. De la unidad de procesamiento de hidrógeno sale un mínimo de 60kg/h de H2 presurizado a 30 bares hacia los procesos de refinería. El calor residual de la refinería y la planta de generación de vapor alimentan vapor de entrada al electrolizador cerrando así el proceso cíclico. No todo el hidrógeno que llega a la refinería procede del electrolizador, el 99% procede del proceso de reformado de gas natural, que es el que emite carbono a la atmósfera, el objetivo final es la descarbonización completa del proceso, sin embargo, se consiguen reducciones sustanciales de emisiones a la atmósfera. El sistema tiene un periodo de operación de 16000 horas desde 2020 hasta 2025.

Este proyecto tiene una serie de objetivos de carácter técnico, económico y sociales:

- Entre los objetivos técnicos se encuentran el mantener el consumo eléctrico por kilo de H₂ producido por debajo de 39 kWh/kgH_2 con una disponibilidad superior al 98% y manteniendo un ratio de pérdidas por debajo del $1.2\%/1000 \text{ h}$. Se pretende en un futuro ampliar a una escala de 100MW.
- Entre los objetivos económicos listan mantener el precio de producción de hidrógeno diario por debajo de $2400 \text{ €}/(\text{kg H}_2/\text{d})$ y el de mantenimiento y operación por debajo de $120 \text{ €}/(\text{kg H}_2/\text{d})/\text{year}$.
- Los objetivos sociales se basan en hacer llegar al mayor número de personas que el uso de electrólisis de alta temperatura es viable en el sector de los combustibles.

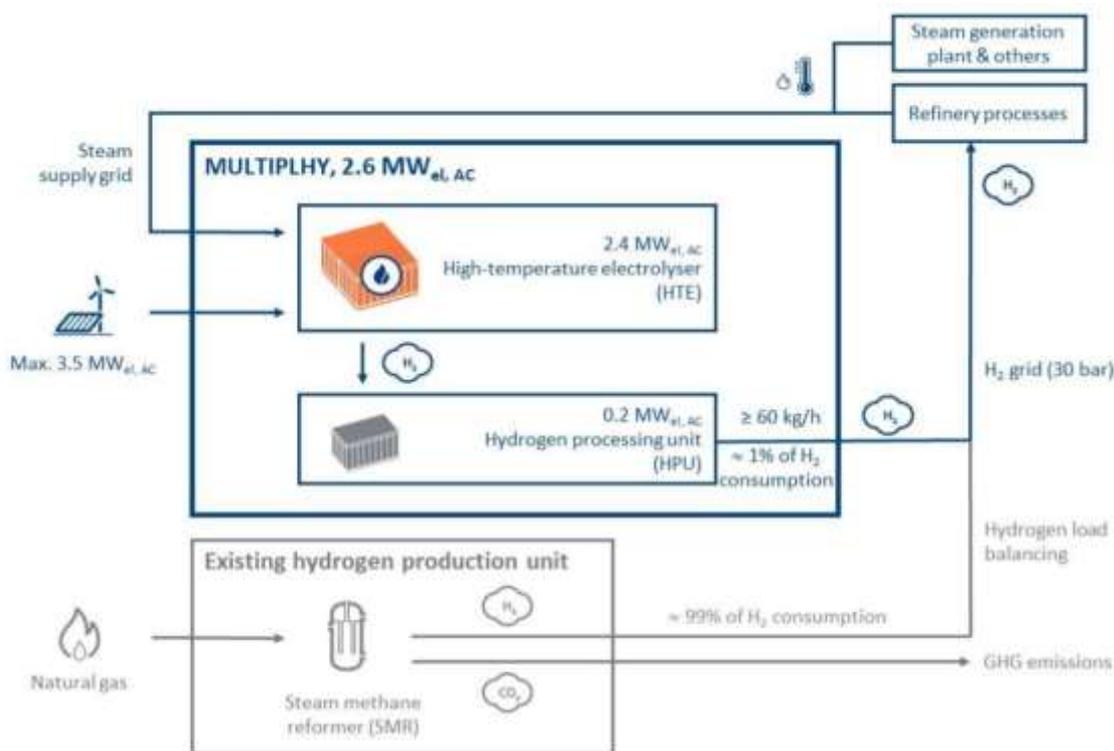


Ilustración 52: esquema del proceso MultiPLHY, Mougín, 2020.

4.3.3 Proyecto e-CO₂Met

El proyecto de demostración e-CO₂Met, [27] (*TotalEnergies, Sunfire and Fraunhofer give the go-ahead for green methanol in Leuna - Sunfire, n.d.*), lanzado por TotalEnergies, Sunfire y Fraunhofer en junio de 2021, apunta a la producción de metanol utilizando las emisiones CO₂ de la refinería con más volumen de producción de metanol de Europa: TotalEnergies Raffinerie Mitteldeutschland en Leuna, Alemania, ilustración 53, es decir, persigue la producción de metanol con huella de carbono neutra.

Para la producción del metanol sintético verde implementará un electrolizador de óxido sólido Sunfire-HyLink de 1MW que realizará coelectrólisis de hidrógeno verde (generado con energía eólica y fotovoltaica) y de CO₂ altamente concentrado procedente de la refinería con una eficiencia superior al 80%. Utilizaría la plataforma de escalado Hy2Chem para la síntesis del metanol, que puede operar incluso con un flujo de hidrógeno fluctuante. Además, TotalEnergies tiene una línea de investigación que está desarrollando nuevos enfoques para la reutilización económicamente viable del CO₂.



Ilustración53: refinería total en Leuna, Alemania, TotalEnergies, Sunfire and Fraunhofer give the go-ahead for green methanol in Leuna - Sunfire, n.d.

En el parque químico de Leuna cuentan con unas instalaciones destinadas a pruebas e investigación integradas en la infraestructura de la refinería, el Hydrogen Lab, lo que lo hace ideal para proyectos PtX. Esta instalación permite hacer pruebas sobre electrolizadores industriales de cualquier tipo. En este emplazamiento también se simulan diferentes perfiles de carga típicos del suministro de energía renovable y se mapean las fluctuaciones de suministro diurnas e interestacionales para generar una información realista y de utilidad para el diseño y la estimación de costes de los sistemas.

La ilustración 54 muestra una esquematización del proyecto e- CO_2 Met:



Ilustración 54: esquema del proyecto e- CO_2 Met, TotalEnergies, Sunfire and Fraunhofer give the go-ahead for green methanol in Leuna - Sunfire, n.d.

En Leuna puede crearse un centro para el hidrógeno verde y sus derivados porque:

- Sus instalaciones cuentan con muchos años de operación y experiencia
- Ya existen infraestructuras aprovechables
- Se dan las condiciones para una interacción estrecha entre empresas innovadoras e institutos de investigación.

Este proyecto es de vital importancia porque el metanol sintético puede sustituir al petróleo crudo y al gas natural en la industria química al mismo tiempo que se producen las materias primas necesarias para fabricar este sintético sin emisiones de gases de efecto invernadero.

4.3.4 Proyecto REFLEX

El proyecto REFLEX está financiado por el FCH JU, [28](*Power storing solution for renewable energy | Case studies | Elcogen*, n.d.). REFLEX es un consorcio multidisciplinar compuesto por 9 organizaciones de Francia, Italia, Dinamarca, Estonia, España y Finlandia donde cada organización se especializa en una labor:

- ELCOGEN, CEA y DTU: desarrollo y pruebas de células y pilas
- US (Universidad de Sevilla) y GPTech: electrónica de potencia
- SYLFEN diseño: y fabricación de sistemas
- VTT: modelización de sistemas
- Envipark: pruebas de campo
- ENGIE: análisis tecnoeconómico y de mercado

El proyecto tiene un periodo de operación de 36 meses desde 2018. Está ubicado cerca de un parque tecnológico a las afueras de Turín, Italia, ilustración 55, y pretende demostrar que la tecnología de óxido sólido reversible puede ser una solución para el almacenamiento de energía renovable puesto que según el informe de la Agencia de la Energía de 2016 en algunos escenarios el 65% de la energía de la UE provendrá de fotovoltaica y eólica.



Ilustración 55: parque tecnológico de Turín, Italia, sobre el que trabaja el proyecto REFLEX

Los edificios tradicionalmente han sido meros sumideros de energía, pero existe una tendencia alcista hacia la construcción de edificios y ecodistritos que integran energías renovables y que acerca la transición energética cada vez más al presente. Estas infraestructuras han pasado a ser productores y consumidores de energía simultáneamente, lo que plantea nuevos desafíos: evitar la sobrecarga de las redes de transporte y distribución mediante la optimización del autoconsumo de esta energía producida localmente, es decir, debe ajustarse la oferta y la demanda de energía en todo momento. Esto lo posibilita un sistema de almacenamiento de energía.

El proyecto REFLEX integra un electrolizador SOEC reversible de Elcogen dentro de un centro de energía inteligente acoplado a fuentes renovables solares y minihidráulicas junto con baterías para proporcionar energía térmica y eléctrica al parque tecnológico, propulsando el TRL de esta tecnología desde el nivel 3 al 6. El centro de energía inteligente es modular, está compuesto por conexiones de multipilas y multimódulos, por lo que es plausible su ampliación. Entre otras labores, REFLEX realizará estudios de ampliación evaluando el rendimiento tecno-económico de la tecnología para distintas escalas de productos, cada uno adecuado para un mercado distinto.

Se pretende desarrollar un sistema ampliado de 15KW en modo SOFC y de 80kW en modo SOEC que produzca $16 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de hidrógeno a partir de metano con una eficiencia en modo célula de combustible mayor al 55% y en modo electrolizador superior al 80%. REFLEX demostrará la alta eficiencia de intercambio bidireccional de energía, su flexibilidad y su durabilidad en funcionamiento dinámico. Este funcionamiento dinámico consiste en el cambio entre operación en modo electrolizador y en modo pila de combustible para régimen transitorio de potencia.

De este proyecto puede extraerse una conclusión relevante a nivel económico: la tecnología de óxido sólido reversible puede reducir los gastos de una cadena de producción de energía puesto que solo necesita un dispositivo para operar con dos funciones diferentes en vez de usar varios dispositivos durante el 100% del tiempo de operación de la cadena, sacando así el máximo rendimiento de la inversión realizada en la misma.

4.3.5 Proyecto SWITCH

Las tecnologías SOE se están desplazando hacia la poligeneración de hidrógeno, el proyecto SWITCH, [29](*Homepage - Switch*, n.d.), subvencionado por FCH JU para el horizonte 2020, es un ejemplo de esto. SWITCH está diseñado para ser utilizado para movilidad, suministrando hidrógeno:

- En hidrogeneras, que son estaciones de recarga de hidrógeno destinadas a vehículos pesados y ligeros que lo utilicen como combustible.
- En depósitos urbanos para el transporte público que lo utilice.
- A trenes y líneas regionales.
- En puertos y aeropuertos para vehículos destinados a la manipulación de materiales

La máxima prioridad de este proyecto es conseguir un suministro ininterrumpido de hidrógeno. SWITCH plantea una idea única que permite asegurar dicho suministro: cuando se dispone de energía renovable el sistema SWITCH produce hidrógeno verde operando como un electrolizador de óxido sólido, disociando agua en oxígeno e hidrógeno, ilustración 56. Cuando no hay suministro renovable SWITCH funcionará como una pila de combustible transformando gas natural y biogas en hidrógeno gris y produciendo electricidad simultáneamente, ilustración 57. El total de inputs y outputs del sistema figura en la ilustración 58.



Ilustración 56: operación de SWITCH como electrolizador SOEC para producción de H₂ verde, Homepage - Switch, n.d.



Ilustración 57: operación de SWITCH como pila de combustible SOFC para producción de H₂ gris y electricidad, Homepage - Switch, n.d.

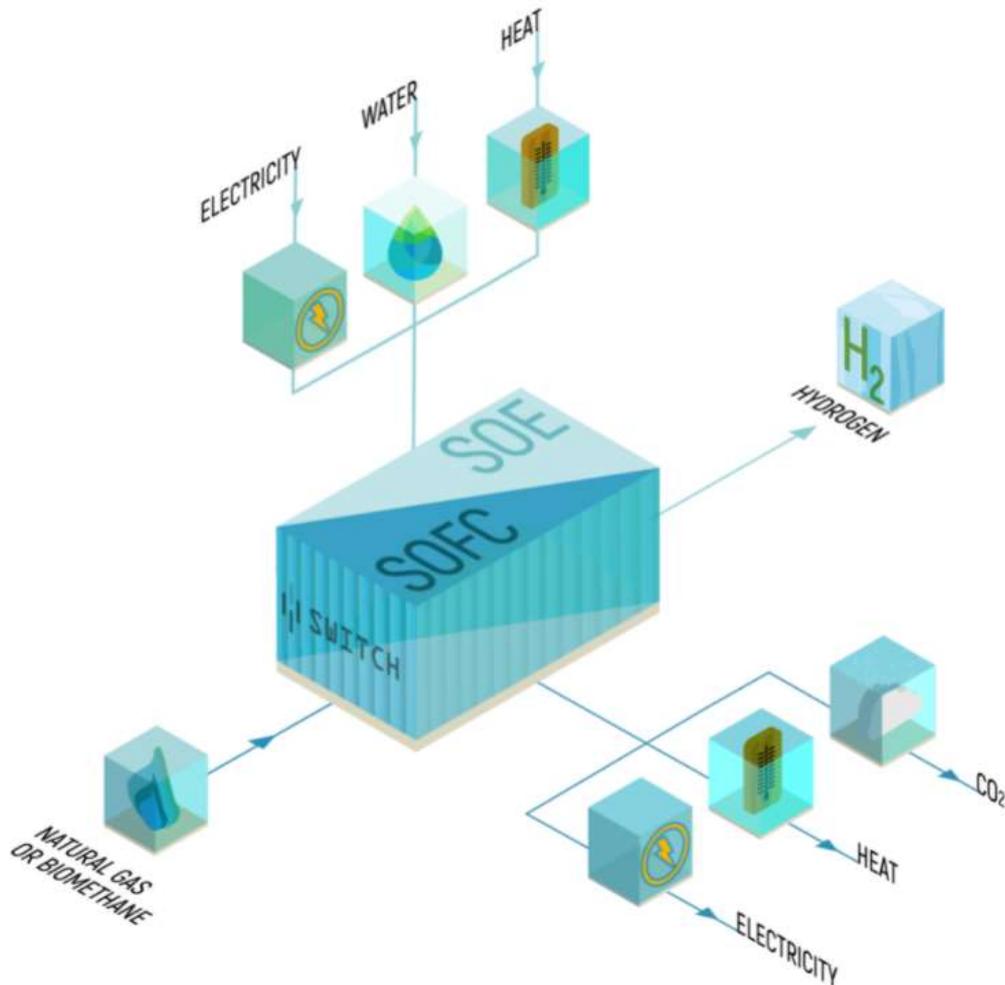


Ilustración 58: inputs y outputs del sistema SWITCH, Homepage - Switch, n.d.

En el documento [29](SWITCH FCH JU, n.d.) se menciona que el sistema SWITCH requiere un alto nivel de integración entre sus componentes prestando especial atención al combustible y a la gestión térmica. Los componentes que integran el sistema se listan a continuación:

- Célula de óxido sólido reversible basada en un electrolito con soporte anódico
- Unidad de procesamiento de combustible, gestiona la generación de vapor y las reacciones de reformado de metano con altas eficiencias
- Unidades de purificación, garantizan hidrógeno de la pureza adecuada a la normativa industrial y de automoción
- Sistema de gestión de agua, recicla el agua de alta pureza de la unidad de purificación y trata el agua de alimentación de la célula de óxido sólido reversible
- Sistema de gestión térmica integrado por red de intercambiadores de calor para recuperar calor y minimizar la cantidad de gas de reposición necesario para equilibrar térmicamente el sistema
- Electrónica de potencia, que suministra electricidad al sistema cuando opera como electrolizador y exporta potencia a la red cuando opera como pila de combustible.

La interacción entre estos componentes en la cadena de operación en modo SOEC y SOFC aparece en las ilustraciones 59 y 60 respectivamente:

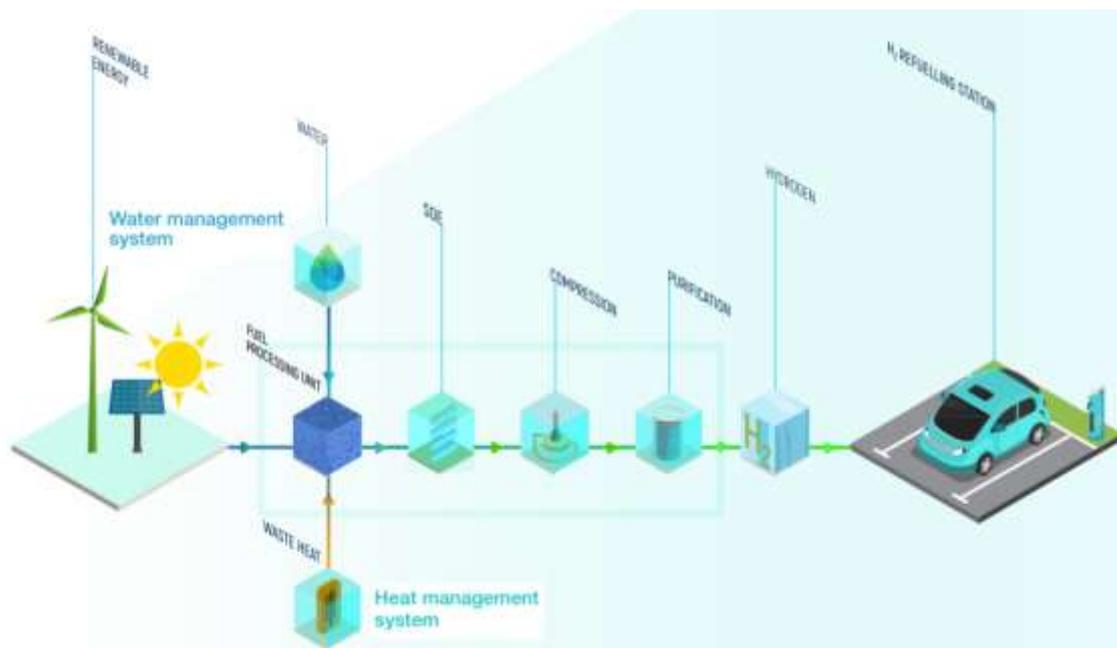


Ilustración 59: interacción entre componentes en cadena de operación del sistema SWITCH en modo SOEC, SWITCH FCH JU, n.d.

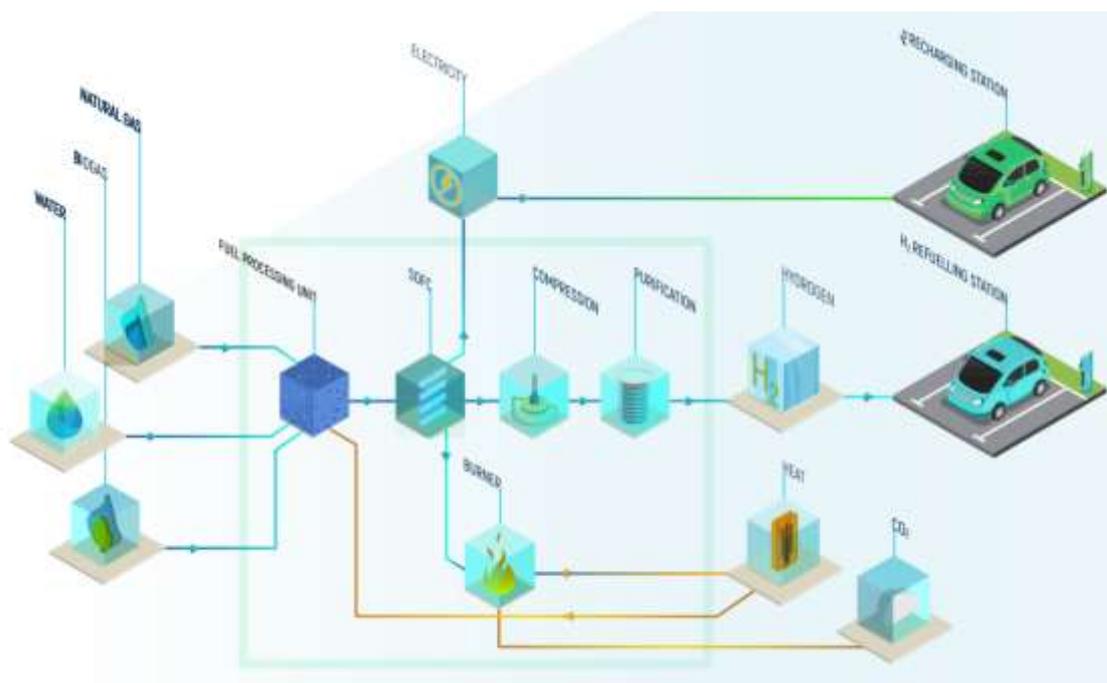


Ilustración 60: interacción entre componentes en cadena de operación del sistema SWITCH en modo SOFC, SWITCH FCH JU, n.d.

En cuanto a los objetivos económicos se aspira a reducir el coste del suministro de H2 hasta los 5,00 euros/kg de H2 para 40 toneladas de hidrógeno producidas al día.

4.3.6 Proyecto CH2P

El proyecto CH2P está financiado por FCH JU, [30](CH2P.system, n.d.), y está alineado con el objetivo de la UE de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 80% antes de 2050. Aspira a fabricar un prototipo de estaciones de repostaje de hidrógeno (hidrogenera) con tecnología capaz de producir hidrógeno, calor y electricidad integrando pilas de óxido sólido alimentadas con gas natural con poco contenido en carbono o con biometano. El hidrógeno generado está clasificado como hidrógeno azul, no verde, dado que su generación tiene asociadas emisiones de carbono a la atmósfera, pero este proyecto se plantea como una

solución temporal al problema de escasez de puntos de suministro de vehículos eléctricos de pila de combustible comerciales en la actualidad.

Al ser una tecnología de transición para el despliegue temprano de la red de hidrogeneras, está diseñada para la infraestructura energética actual, las tecnologías de conversión de potencia actuales y las condiciones económicas para el funcionamiento de estas estaciones. Su objetivo intermedio es ser el detonante necesario para fomentar la creación de más vehículos eléctricos que usen H₂ como combustible y su objetivo final es reducir las emisiones asociadas a la movilidad para llegar a los objetivos europeos. Se prevé que el mercado de los vehículos eléctricos con pila de combustible de H₂ y las hidrogeneras alcance su madurez en 2025, entendiéndose por madurez autosuficiencia.

El sistema CH₂P integra los subprocesos implicados en la producción de H₂ propios de las estaciones de recarga de hidrógeno, listados a continuación:

- Eliminación de azufre
- Acondicionamiento del combustible
- Conversión de energía y gas de síntesis
- Purificación y compresión del H₂
- Suministro de H₂

Estos subprocesos están incluidos en la esquematización del funcionamiento del sistema en la ilustración 61, donde cabe destacar que entre la unidad de procesamiento del combustible, la pila SOFC y la unidad de separación de H₂ son necesarios absorbedores de sobrepresión que purifiquen el H₂. El funcionamiento del sistema se explica a continuación:

El gas natural, el agua tratada y un agua reciclada entran a la unidad de procesamiento de combustible, produciendo gas sintético mediante calor. Este gas sintético se hace pasar por el SOFC para producir aire caliente y electricidad. El gas sintético se alimenta posteriormente a unidad de separación de hidrógeno, de la que sale el hidrógeno que será comprimido por el compresor energizado con la electricidad proveniente del SOFC y por un calor de recuperación. La unidad de separación de H₂ produce un gas en exceso que se alimenta a un quemador que realiza la combustión con el aire caliente proveniente del SOFC generando así la energía térmica que necesita la unidad de procesamiento de combustible y cerrando así el ciclo. De la unidad de procesamiento de combustible sale calor en exceso que se alimenta al compresor cerrando así el segundo ciclo del proceso.

Este sistema es más eficiente y menos costoso y contaminante que otras tecnologías convencionales y se caracteriza por la integración térmica óptima de un sistema SOFC con un sistema de generación de H₂. Su eficiencia supera el 66% y consigue producir H₂ por debajo de 4.5 €/kg y con un nivel de pureza del 99.99%.

La ilustración 62 muestra que el sistema CH₂P está dividido físicamente en tres compartimentos, el del compresor de gas sintético, la sección fría y la sección caliente. El balance de calor en planta es un conjunto de componentes calientes que trabajan entre 300° y 800° y que permiten las reacciones de reformado de metano con vapor (unidad de procesamiento de combustible), la recuperación de calor (que va al compresor) y la generación de vapor (a través del calor que le llega del quemador).

El desarrollo del proyecto se plantea en dos fases: en la primera el prototipo alfa, la primera versión del sistema CH₂P, se probará en HyGear y tendrá una capacidad de producción de hidrógeno de 20 kg/día por módulo. Integra dos módulos, produciendo así 40 kg/día. La segunda fase la constituiría un ensamblamiento del primer prototipo con el prototipo beta mejorado, que conformaría la segunda versión del sistema CH₂P. Esta versión beta será probada en el entorno operativo del Centro Tecnológico de Shell, en Ámsterdam, ilustración 63, y tendría una capacidad de 100 kg/día. La mayoría de estos sistemas repostarán a flotas cautivas en una distribución a pequeña escala (entre 20 y 200 kg/día) durante la fase de introducción de la movilidad del hidrógeno. La vida útil del sistema CH₂P son 40.000 horas y unos 10 años incluyendo cambios de módulos.

Dependiendo de los resultados finales de las pruebas, CH₂P tiene como objetivo una mayor madurez de la tecnología para llegar a una fase precomercial del prototipo beta del sistema.

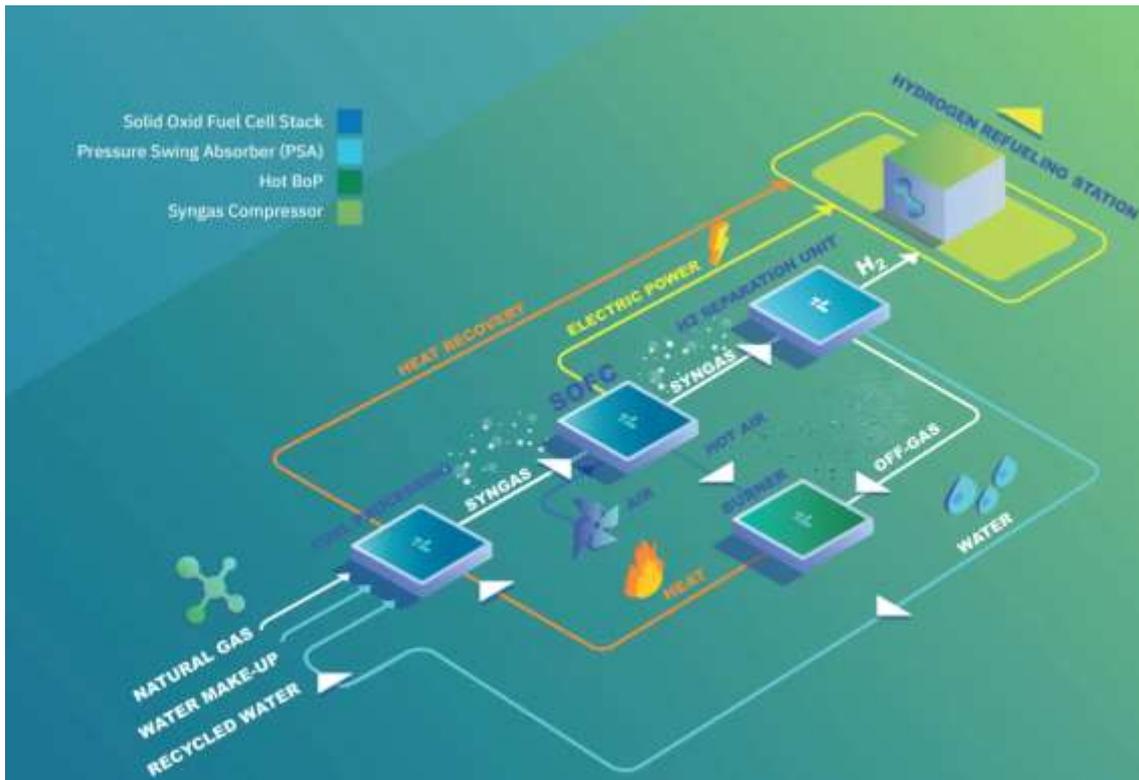


Ilustración 61: sistema para estación de recarga de H₂, CH₂P, CH₂P.system, n.d.

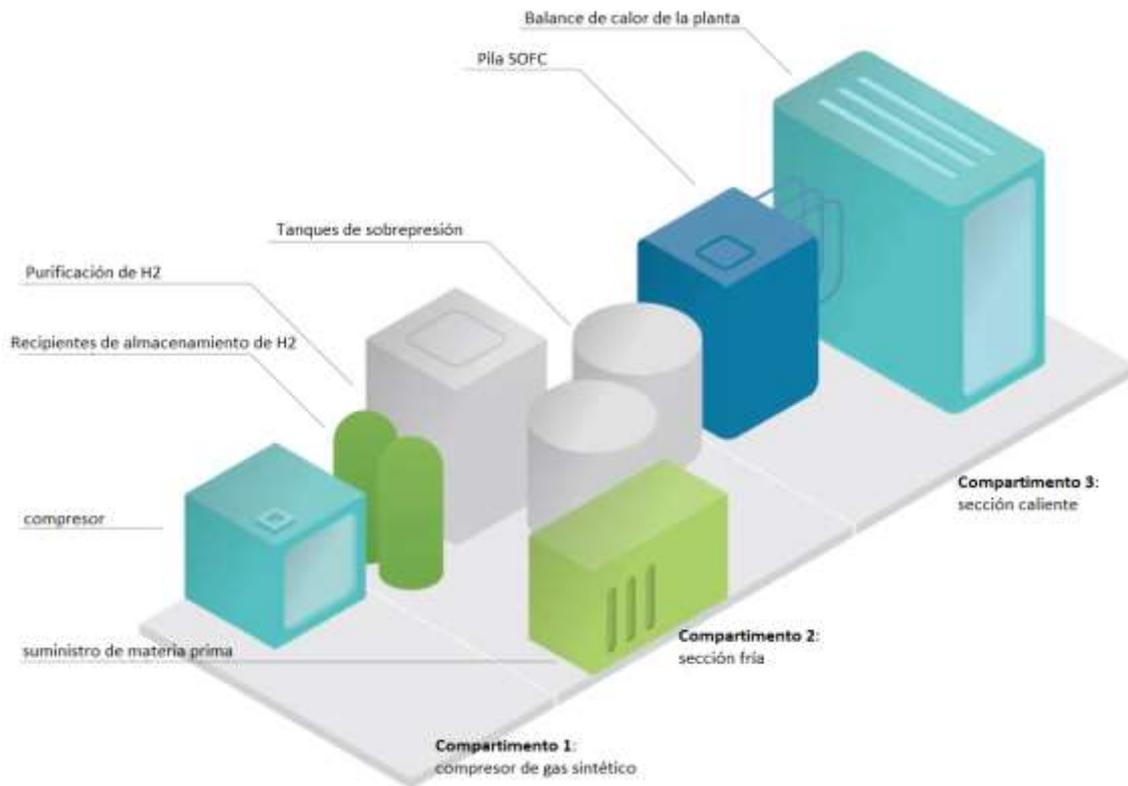


Ilustración 62: distribución del sistema CH₂P, CH₂P.system, n.d.



Ilustración 63: centro tecnológico de Shell, Amsterdam

4.3.7 Proyecto NEWSOC

El proyecto NewSOC, [31](*Next Generation solid oxide fuel cell and electrolysis technology | NewSOC Project | H2020 | CORDIS | European Commission, n.d.*), coordinado por la Universidad Técnica de Dinamarca y comenzado en enero de 2020, con fecha de finalización en junio de 2023, tiene como objetivo mejorar el rendimiento, la durabilidad y la competitividad en costes de las pilas y baterías de óxido sólido en comparación con el estado de la técnica. Para lograrlo propone innovaciones en las siguientes áreas:

- optimización estructural y arquitecturas innovadoras basadas en materiales utilizados actualmente
- materiales alternativos, que permiten superar los retos inherentes a los materiales actuales
- fabricación innovadora para reducir las materias primas críticas y la reducción de la huella medioambiental con un rendimiento y una vida útil mejorados.

Este proyecto evaluará los nuevos materiales y procesos de fabricación de las células de óxido sólido según el impacto del ciclo de vida y la evaluación de costes.

Mediante la validación en estrecha colaboración con la industria de las nuevas células y pilas a nivel de células grandes con más de 50 cm² de área activa y pilas cortas, el proyecto NewSOC pasará el TRL de la tecnología del nivel 2 al 4. Un consorcio de cinco grandes fabricantes europeos de tecnología de óxido sólido está destinado a incrementar aún más el TRL después de su finalización, hasta el TRL6. Representan una amplia gama de conceptos de SOC y estrategias de producto y mercado.

En cuanto a resultados vinculados al proyecto, el estudio [32](Neofytidis et al., 2020), ha llegado a conclusiones interesantes: trata de la modificación del polvo comercial de Ni/GDC(Ceria dopada con gadolinio) con hierro y su uso como electrodo funcional de combustible para la electrólisis de óxido sólido de H₂O.

Las muestras de Fe-NiO/GDC se prepararon con el método de deposición-precipitación y se caracterizaron, en su forma oxidada y reducida, mediante los análisis BET, HR-TEM, SAED, XRD, XPS y TG en presencia de H₂O. La investigación electroquímica compara SOECs individuales a 900 °C, bajo varias relaciones de presiones parciales de H₂O/H₂. En los polvos oxidados se detectó hierro, tanto en la masa como en la

superficie, en forma de especies de Fe_2O_3 cristalizadas, que durante la reducción del H_2 interactuaron con el NiO para formar una aleación Ni-Fe.

Esta aleación promovió el rendimiento electroquímico de los electrodos de Fe-Ni/GDC, donde hay indicios de una fuerte dependencia del contenido de Fe en porcentaje en peso. En concreto, el rendimiento de la célula con 0,5 % de Fe-Ni/GDC fue tres veces mayor que el de la célula con Ni/GDC. Por otro lado, la célula con 2 % de Fe-Ni/GDC fue peor, lo que implica que el efecto promotor del Fe reside en un contenido de porcentaje en peso bastante bajo.

En general, se considera que el hierro es un dopante prometedor de Ni/GDC, capaz de sustituir a metales nobles como el oro, pero es necesario seguir investigando para dilucidar los parámetros clave de preparación y rendimiento.

4.3.8 Proyecto GAMER

El proyecto GAMER, [33](*GAMER EU Project - Game changer in high temperature steam electrolyzers with novel tubular cells and stacks geometry for pressurized hydrogen production*, n.d.), lanzado en enero de 2018 y con fecha de finalización diciembre de 2021, supone un punto de inflexión para la electrólisis de vapor a alta temperatura porque consigue reducir la temperatura de operación desde temperaturas altas a temperaturas medias mediante nuevas celdas con geometría tubular novedosa para la producción de hidrógeno a presión. Esto es relevante porque producir energía térmica es más barato que producir electricidad, reducir el calor necesario para llevar a cabo la electrólisis reduce los costes de operación.

Utiliza una pila electroquímica cerámica protónica, PCEC. En el artículo [34](Ding et al., n.d.) se define una PCEC como una pila de óxido sólido basada en un conductor protónico. Los protones se mueven con una energía de activación menor que iones de óxido, lo que permite temperaturas de operación en el rango de 400-700 °C, menores a las que se encuentran en las celdas de óxido sólido convencionales.

El electrolizador cerámico de protones, PCE, contiene un electrolito de óxido cerámico en estado sólido que conduce protones de hidrógeno y produce hidrógeno gaseoso seco presurizado a partir de la electricidad, ilustración 64. Los electrolizadores cerámicos de protones tienen la ventaja de una alta presión de hidrógeno de alta pureza equilibrado con la suma de vapor y oxígeno. Esta pila produciría hidrógeno seco sin diluir con una alta eficiencia del sistema.

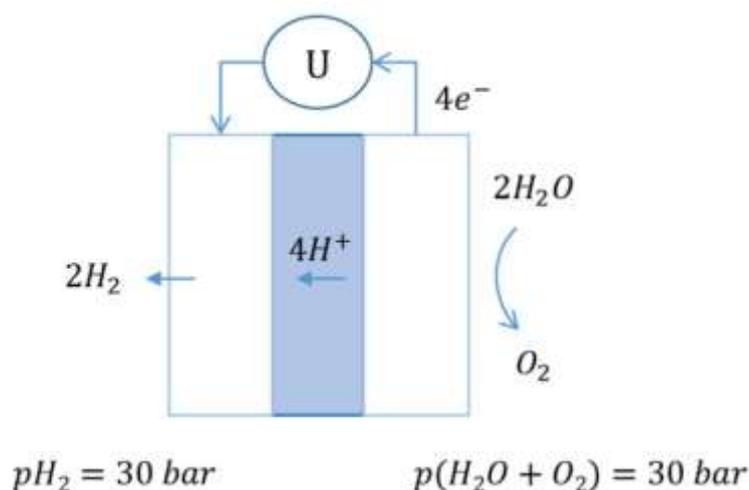


Ilustración 64: principio de funcionamiento del electrolizador cerámico de protones (PCE), GAMER EU Project - Game changer in high temperature steam electrolyzers with novel tubular cells and stacks geometry for pressurized hydrogen production, n.d.

Este rango de temperaturas medias es beneficioso para el acoplamiento térmico eficiente con calor renovable o residual, por lo que operadas de forma reversible pueden almacenar energía renovable utilizando electrólisis de agua para producir hidrógeno y luego convertirlo de nuevo en electricidad en modo pila de combustible. Las células se agruparán en unidades de ingeniería individuales encapsuladas en carcasas tubulares de acero. Esta tecnología es modular y podría ser utilizada a varias escalas industriales.

El objetivo principal del proyecto GAMER es diseñar, construir y explotar un sistema electrolizador de bajo coste de 10 kW que ofrezca una producción de H₂ seco de al menos 30 bares integrado en una planta de metanol renovable. El sistema operará 2000 horas bajo el esquema de funcionamiento de la ilustración 65:

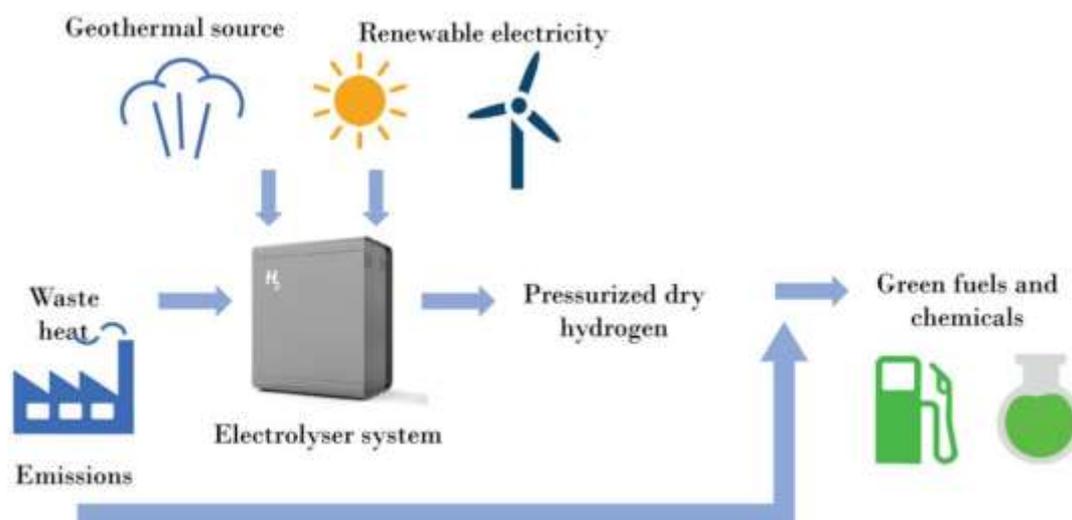


Ilustración 65: proceso del proyecto GAMER, GAMER EU Project - Game changer in high temperature steam electrolyzers with novel tubular cells and stacks geometry for pressurized hydrogen production, n.d.

En este proyecto se desarrollarán diseños de sistema y componentes de balance de planta con el apoyo de trabajos avanzados de modelaje y simulación, diagramas de flujo de los procesos integrados y rutas de ingeniería robustas para demostrar la integración térmica y eléctrica eficiente en este sistema de electrolizador.

Los objetivos secundarios del proyecto se listan a continuación:

- Desarrollar una tecnología de célula tubular rentable y de gran volumen
- Diseñar un sistema novedoso de electrólisis con un acoplamiento térmico eficiente de la fuente de calor, proveniente de calor residual o de fuente geotermia renovable
- Ensamblar las nuevas celdas y los equipos necesarios para el equilibrio de la planta en el prototipo de 10 kW
- Operar el prototipo en condiciones de funcionamiento relevantes para el proceso
- Realizar una evaluación tecnoeconómica y un análisis del ciclo de vida (ACV) de la tecnología integrada
- Garantizar la explotación y el despliegue eficientes de esta tecnología en la industria tras la finalización del proyecto en 2021, previsiblemente después de 2025.

En cuanto a resultados de este proyecto, en el artículo [35] (*Recently-developed material makes hydrogen production more efficient*, n.d.) se indica que un grupo de científicos noruegos han desarrollado un material nuevo compuesto por bario, lantano, gadolinio, cobalto y oxígeno, que han denominado BGLC, a partir del cual se fabrica una capa fina con la que se recubre el dispositivo tubular, que contará con una cámara catódica interior donde se produce el hidrógeno gaseoso seco (sin impurezas de oxígeno o agua). Esta arquitectura figura en la ilustración 66:

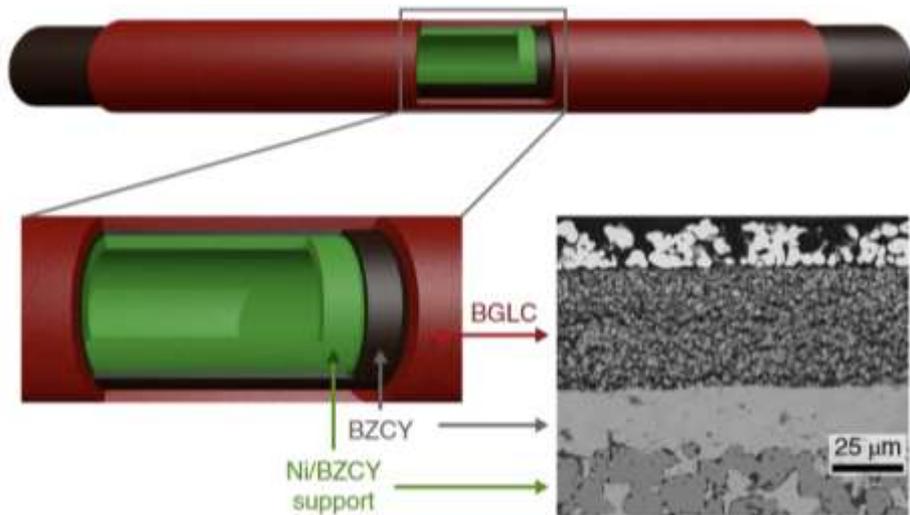


Ilustración 66: arquitectura de PCE tubular recubierto de BGLC, Vøllestad et al., 2019

La ilustración 67 muestra una visión detallada de los fenómenos de transporte y los mecanismos de reacción a través de un PCE, donde puede apreciarse que el nuevo material BGLC adsorbe el vapor de agua, lo incorpora y al pasar electrones por el mismo se disocia en protones de hidrógeno y moléculas de oxígeno. Las moléculas de oxígeno escapan mientras que los protones de hidrógeno se reducen a hidrógeno gaseoso seco en el material BZCY al compensarse la carga positiva con los electrones que cierran el circuito por el material BZCY.

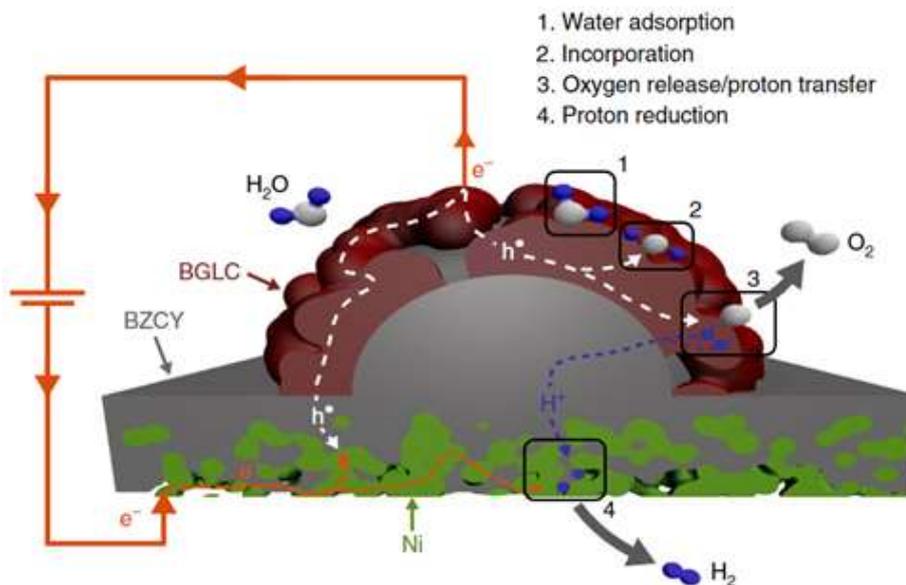


Ilustración 67: fenómenos de transporte y mecanismos de reacción a través de PCE

Hasta la fecha se han realizado mediciones en una sola tubería durante más de 700 horas, pero a escala industrial hay que construir un sistema formado por entre cien, mil o diez mil tuberías, por lo que es necesario mejorar el método de producción y demostrar la estabilidad en el tiempo todavía.

En referencia a la aplicación para almacenamiento de energía, el investigador Einar Vøllestad afirma que "Probablemente no sea más barato fabricar un tubo de este tipo que una batería. Pero sólo se necesita un tubo para generar la misma cantidad de energía que requerirían varias baterías. En comparación con las baterías, nuestro proceso consume volúmenes mucho menores de materias primas en relación con la cantidad de energía que se almacena".

4.3.9 Proyecto MegaSyn

El proyecto MegaSyn, [36](*Megawatt scale co-electrolysis as syngas generation for e-fuels synthesis | MegaSyn Project | H2020 | CORDIS | European Commission*, n.d.) está coordinado por la Universidad Técnica de Dinamarca, dio comienzo en abril de 2021 y su finalización está prevista para marzo de 2025.

Tiene como objetivo producir gas de síntesis verde (compuesto por CO + H₂ y producido con electricidad renovable) mediante un SOEC que realiza coelectrólisis de CO₂ y H₂O residuales en la escala de megavatios en la refinería de Schwechat, Austria, ilustración 68. Será la primera demostración mundial de producción de gas de síntesis por coelectrólisis a escala de megavatios en un entorno industrial y elevará el estado de la tecnología del TRL 5 a TRL 7, quedándose así a tan solo el siguiente nivel en la escala de TRL para la comercialización.



Ilustración 68: refinería de petróleo Schwechat, Austria

El gas de síntesis es útil para la fabricación de electrocombustibles, creados con electricidad renovable, y otros productos químicos, por lo que contribuye a descarbonizar sectores como la industria siderúrgica, la industria química y el transporte pesado y de larga distancia, que son difíciles de electrificar.

El proyecto MegaSyn demostrará que es viable producir gas de síntesis en cantidades relevantes para las aplicaciones industriales mediante SOEC y establecerá los objetivos de competitividad en materia de costes y durabilidad de los electrolizadores. Tras la instalación, el sistema MegaSyn funcionará durante 2 años produciendo más de 900 kg de gas de síntesis.

El proyecto lo integra un consorcio de empresas, cada una dedicada a un área de trabajo particular:

- DTU mejorará los conocimientos sobre degradación de las celdas y pilas
- TU Graz mejorará los conocimientos sobre las necesidades de purificación de los flujos de alimentación
- Sunfire diseñará y construirá el coelectrolizador SOEC
- OMV, propietaria de la refinería Schwechat, se ocupará de la instalación del coelectrolizador SOEC
- Paul Wurth se encargará de la ingeniería de la integración global del sistema.

Todavía no existen hojas de resultados para este proyecto dado su reciente lanzamiento.

4.3.10 Proyecto REACTT

El proyecto REACTT, [37](*REliable Advanced Diagnostics and Control Tools for increased lifetime of solid oxide cell Technology | REACTT Project | H2020 | CORDIS | European Commission*, n.d.), está financiado por la UE, fue lanzado en enero de 2021 con fecha de finalización en diciembre de 2023 y cuenta con el apoyo de 6 centros de I+D (IJS, UNISA, CEA, VTT, EPFL, ENEA y HES-SO) y 3 socios industriales (SolidPower, Bitron y AVL).

El objetivo final del proyecto REACTT es aumentar la fiabilidad y vida útil de las pilas, aspira a resolver el problema de la degradación que sufren las células al operar en modo reversible con altas corrientes y transitorios. Para ello desarrollará una herramienta de monitorización, diagnóstico, pronóstico y control para sistemas SOEC, denominada MDPC, que interactuará con los convertidores de potencia del sistema sin necesidad de modificarlos. El coste adicional de la herramienta MDPC no superará el 3% de los costes globales de fabricación del sistema y es de interés general porque tiene un carácter genérico, extensible a múltiples tecnologías y potencias.

Para demostrar la eficacia la herramienta, el proyecto REACTT realizará pruebas en los siguientes sistemas con TRL6:

- Sistema SOEC de 5kW de SOLIDpower, uno de los socios industriales del proyecto
- sistema reSOC de CEA, uno de los centros de investigación colaboradores con el proyecto

Se conseguirán reducir los costes de operación y mantenimiento en un 10%, pero de momento no hay reportes de resultados para este proyecto, probablemente debido a su reciente lanzamiento.

4.3.11 Planta de fabricación de electrolizadores SOEC de Haldor Topsoe

La empresa Haldor Topsoe construirá la primera planta de fabricación de electrolizadores SOEC a gran escala para satisfacer las necesidades de los clientes de producción de hidrógeno ecológico en Ohio, Estados Unidos, [38](*Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production*, n.d.). Haldor Topsoe puede ofrecer conocimientos y tecnología a lo largo de toda la cadena de valor para los combustibles y productos químicos de próxima generación debido a su experiencia como proveedor de tecnología dentro del amoníaco, el metanol, la gasolina, el combustible para aviones, el diésel y el hidrógeno.

Esta instalación es la primera de su clase en el mundo, ya que su carácter comercial la diferencia de todas las demás instalaciones subvencionadas. Su construcción comenzará en 2022 y se espera que comience a fabricar SOEC de manera automatizada en 2023. Tendrá una capacidad total de 500 MW al año, ampliable hasta los 5GW al año.

4.4 Equipos SOEC comerciales y sus especificaciones técnicas

En el informe de IRENA de 2020, [11](International Renewable Energy Agency, 2020), aparece la lista de los principales productores de electrolizadores en la actualidad, ilustración 69. En los siguientes subapartados se proporcionará información sobre los electrolizadores de óxido sólido comerciales o en su defecto las pilas de óxido sólido reversible comerciales, serán excluidas las pilas de óxido sólido no reversibles y aquellos equipos que sirvan exclusivamente para testeo, quedando así dos fabricantes con productos que encajan con estas condiciones y que han sido usados en proyectos de demostración: Sunfire y Elcogen (ya que SolidPower fabrica SOFC no reversibles y Fiaxell aun teniendo un SOEC para pruebas en laboratorio no lo comercializa, solo equipos para pruebas de SOEC/SOFC).

COMPANY	MANUFACTURING SITE	ELECTROLYSER TYPE
AQUAHYDREX	AUSTRALIA, USA	ALKALINE
ASAHI KASEI	JAPAN	ALKALINE
AREVAH ₂	FRANCE, GERMANY	PEM
CARBOTECH	GERMANY	PEM
COCKERILL JINGLI	CHINA	ALKALINE
CUMMINS - HYDROGENICS	BELGIUM, CANADA, GERMANY	PEM AND ALKALINE
DENORA	ITALY, JAPAN, USA	PEM AND ALKALINE
ENAPTER	ITALY	AEM
GINER ELX	USA	PEM
GREEN HYDROGEN SYSTEMS	DENMARK	ALKALINE
HALDOR TOPSOE	DENMARK	SOLID OXIDE
HITACHI ZOSEN	JAPAN	ALKALINE AND PEM
HONDA	JAPAN	PEM
HYDROGENPRO	NORWAY	ALKALINE
iGAS	GERMANY	PEM
ITM	UK	PEM
KOBELCO	JAPAN	ALKALINE AND PEM
KUMATEC	GERMANY	ALKALINE
MCPHY	FRANCE, ITALY, GERMANY	ALKALINE
NEL Hydrogen	DENMARK, NORWAY, USA	PEM AND ALKALINE
PERIC	CHINA	ALKALINE
PLUG POWER	USA	PEM
SHANGHAI ZHIZHEN	CHINA	ALKALINE
SIEMENS ENERGY	GERMANY	PEM
SOLIDpower	ITALY, SWITZERLAND, GERMANY, AUSTRALIA	SOLID OXIDE
SUNFIRE	GERMANY	SOLID OXIDE
TIANJIN	CHINA	ALKALINE
TELEDYNE	USA	PEM
THYSSENKRUPP UHDE	GERMANY	ALKALINE
TOSHIBA	JAPAN	SOLID OXIDE

Ilustración 69: fabricantes de electrolizadores, International Renewable Energy Agency, 2020

4.4.1 Sunfire

Sunfire fabrica un electrolizador de óxido sólido llamado Sunfire-HyLink SOEC, [39](*SUNFIRE-HYLINK SOEC CORE ADVANTAGES*, n.d.), ilustración 70, para electrólisis de alta temperatura que ha sido utilizado en proyectos como MultiPhy.



Ilustración 70: Sunfire-HyLink SOEC, SUNFIRE-HYLINK SOEC CORE ADVANTAGES, n.d.

Sunfire-HyLink utiliza vapor como alimentación para producir hidrógeno, y utilizando calor residual de procesos industriales puede reducirse la demanda de electricidad renovable y consecuentemente los costes de operación en comparación con otras tecnologías de electrólisis de baja temperatura.

Tiene una eficiencia del 85% y una fiabilidad demostrada a largo plazo. Su diseño modular lo hace escalable fácilmente a varias capacidades. No utiliza materiales del grupo platino por lo que es sostenible.

El hidrógeno verde producido con este equipo se utilizaría en:

- Industria siderúrgica para la reducción directa del hierro, la inyección en el alto horno, la atmósfera protectora, etc.
- Refinerías: para desulfuración, hidrocrackeo, hidrogenación, etc.
- Productos químicos: para producción de amoníaco, hidrogenación, separación de isótopos, etc.

La ilustración 71 muestra la ficha técnica de Sunfire-HyLink, donde se aprecia que es capaz de producir $750 \text{ Nm}^3/\text{h}$ de hidrógeno con 99.99% de pureza y en un rango de presiones desde 1-40 bar. Tiene una capacidad de 2680 kW y consume 3.3 kWh de corriente continua por metro cúbico de H₂ producido a presión atmosférica. Necesita 860 kg/h de vapor entre 150-200°C para operar.

HYLINK SOEC	
Hydrogen production	
Net production rate	750 Nm ³ /h
Production capacity dynamic range	5 % ... 100 %
Hot idle ramp time	< 10 min
Delivery pressure	1 ... 40 bar (g) after compression
Hydrogen purity	up to 99,99 % after gas cleaning
Power input and electrical efficiency	
System power rating (AC)	2,680 kW
Specific power consumption at stack level (DC)*	3.3 kWh/Nm ³
Specific power consumption at system level (AC)*	3.6 kWh/Nm ³
System electrical efficiency**	84 %
Steam input	
Consumption	860 kg/h
Temperature	150 °C ... 200 °C
Pressure	3.5 bar (g) ... 5.5 bar (g)
Other specs	
Footprint***	~ 300 m ²
Ambient temperature	-20 °C ... 40 °C

Ilustración 71: especificaciones técnicas de equipo Sunfire-HyLink, SUNFIRE-HYLINK SOEC CORE ADVANTAGES, n.d.

4.4.2 Elcogen

Elcogen fabrica células de óxido sólido integrables en stacks de terceros y sus propios stacks. Ha desarrollado células de óxido sólido reversible,[40](*Solid Oxide Fuel Cells | Products | Elcogen*, n.d.) ilustración 72, que producen electricidad a partir de los siguientes combustibles:

- Biogás
- Gasóleo
- gas natural
- etanol
- metanol
- propano
- gas de madera
- gas licuado de petróleo, GLP, en operación como SOFC

Almacenan el exceso de electricidad produciendo hidrógeno por electrólisis en su operación como electrolizador SOEC, todo realizado dentro de las mismas células. El desarrollo de sus células reversibles continúa y se está discutiendo la comercialización de la tecnología de óxido sólido reversible tras la conclusión exitosa de uno de los proyectos que las utilizan, el proyecto REFLEX.

La temperatura de funcionamiento de las células ElcoCell es 650 °C, una temperatura baja para este tipo de electrólisis que permite una mayor vida útil y el uso de materiales de bajo coste a nivel de pila y sistema.

Elcogen fabrica dos modelos de células ElcoCell que difieren en su espesor. Sus especificaciones técnicas figuran en la ilustración 73.

Elcogen pretende optimizar sus células para que funcionen con una alta utilización del combustible, superior al 85% en operación como SOEC y como SOFC y con una alta densidad de corriente para minimizar el número de células y el tamaño de la pila para una potencia definida. Se apunta a conseguir - 1.2 A/cm² en modo SOEC por debajo de 1.3 V a 700°C y 0.6 A/cm² por encima a 0.8V en modo SOFC.

En cuanto a sus pilas ElcoStacks,[41](*Solid Oxide cell stack | Products | Elcogen, n.d.*) ilustración 74, sus especificaciones técnicas figuran en la ilustración 75.

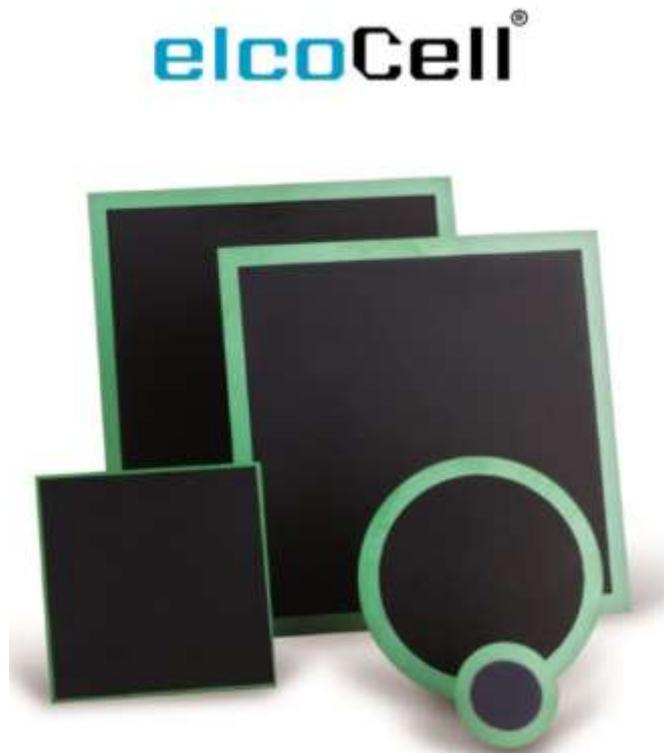


Ilustración 72: células ElcoCell, de Elcogen, Solid Oxide Fuel Cells | Products | Elcogen, n.d.



Ilustración 74: pilas de óxido sólido ElcoStack E1000 y E3000 de Elcogen, Solid Oxide cell stack | Products | Elcogen, n.d.

Technical data	ASC-300C	ASC-400B
Anode support composition	NiO/YSZ	NiO/YSZ
Anode functional composition	NiO/YSZ	NiO/YSZ
Electrolyte composition	YSZ	YSZ
Electrolyte thickness	3 / 6 μm	3 / 6 μm
Half-cell thickness	300 μm	400 μm
Half-cell tolerance	+/- 30 μm	+/- 40 μm
Barrier composition	GDC	GDC
Cathode composition	LSC	LSC
Cathode thickness	12+/-5 μm	12+/-5 μm
Total thickness	315 μm	415 μm
Thickness tolerance	+/- 35 μm	+/- 45 μm
Suggested operating temp.	600-750 $^{\circ}\text{C}$	600-750 $^{\circ}\text{C}$
Standard size (cell)	12x12 cm	12x12 cm
Standard size (cathode on cell)	11x11 cm	11x11 cm

Ilustración 73: especificaciones técnicas de células ElcoCell, Solid Oxide Fuel Cells | Products | Elcogen, n.d.

Tiene dos gamas de pilas, la E1000 de 1kW y la E3000 de 3kW con 39 y 119 células por stack respectivamente. El segundo stack es más alto y pesado. Difieren en sus rangos de voltajes de operación, de 27-47 V y de 81-141 V respectivamente.

Technical data	E1000	E3000
Rated power	1000 W	3000 W
Number of unit cells	39 pcs	119 pcs
Maximum voltage (OCV, H ₂)	47 V	141 V
Minimum voltage	27 V	81 V
Nominal current	30 A	30 A
Maximum current	40 A	40 A
Air utilization (nominal current, NOC)	0.12-0.3	0.12-0.3
Maximum fuel utilization (NOC)	0.7	0.7
Maximum degree of internal reforming	0.65	0.65
Minimum O/C	2.0	2.0
Minimum S/C	1.2	1.2
Maximum temperature	720 °C	720 °C
Minimum inlet temperature for air	580 °C	580 °C
Maximum temperature difference	100 °C	100 °C
Maximum working pressure	50 mbar(g)	50 mbar(g)
Outer dimensions (mm, excl. compression)	190(W) x 315(L) x 90 (H)	190(W) x 230(L) x 280 (H)
Stack weight (kg)	17	33
Compression	External	External

Ilustración 75: especificaciones técnicas de pilas ElcoStack de Elcogen, Solid Oxide cell stack | Products | Elcogen, n.d.

4.4.3 Haldor Topsoe

El electrolizador Topsoe SOEC de la compañía Haldor Topsoe, [38](*Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production*, n.d.), ilustración 76, consigue una eficiencia eléctrica del 90%, más del 90% de la electricidad renovable que entra en el electrolizador se conserva en el hidrógeno verde que produce porque trabaja a más de 700°C.



Ilustración76: electrolizador SOEC Topsoe, de Haldor Topsoe, Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production, n.d.

Los electrolizadores Topsoe generan un 30% más de hidrógeno que la tecnología PEM y la electrólisis alcalina, consiguen producir H₂ a costes competitivos y son fácilmente integrable con otros procesos industriales. Están disponibles en múltiples tamaños y opciones de pureza de H₂, tienen una alta flexibilidad de carga y una capacidad de producción flexible.

Haldor Topsoe continúa sus actividades de investigación y desarrollo para conseguir nuevas mejoras de rendimiento y reducciones de costes a nivel de célula, pila y sistema.

5 PERSPECTIVAS DE IMPLEMENTACIÓN DE SOEC

En el informe [42](*Global Hydrogen Electrolyzer (Alkaline, PEM & Solid Oxide)*, n.d.) se sostiene que el futuro del mercado mundial de electrolizadores es lucrativo, que se espera un crecimiento del 6.57% entre 2021 y 2025, alcanzando los 406.6 M\$ en 2024 debido a la transición energética que se está llevando a cabo, a la descarbonización de procesos y a la implantación de una economía basada en el hidrógeno y la electrificación de sectores. Los siguientes hechos prueban la situación descrita:

- El aumento de las emisiones de carbono globalmente que invita al uso de EERR
- La creciente demanda de hidrógeno producida con poca emisión de carbono
- El aumento de la producción de amoníaco
- El aumento de la capacidad de producción de metanol
- El aumento de la demanda de semiconductores

De acuerdo con [11](International Renewable Energy Agency, 2020), las estrategias más ambiciosas para el hidrógeno verde las llevará a cabo la Unión Europea, que tiene un objetivo de 40 GW y 10 millones de toneladas de hidrógeno al año para 2030. Los objetivos nacionales de los siguientes estados miembros respaldan esta cifra: Francia con 6.5 GW, Alemania con 5.0 GW, Países Bajos con 3,0GW y España con 4,0 GW respectivamente. No solo la UE integrará electrolizadores en los siguientes años: Chile tiene un objetivo de 25 GW para 2030 y Australia tiene múltiples propuestas de varios GW en curso también para 2030. Ambos países cubrirán su propia demanda y en estadios posteriores de desarrollo exportarán a otros países. Parte de toda esta potencia incluye instalaciones que integran electrolizadores de óxido sólido.

El aumento de la demanda de electricidad en la calefacción, el transporte y las actividades industriales está proporcionando oportunidades para la expansión del mercado mundial de SOEC, pero se ha ralentizado debido a la pandemia del Covid-19 y puede verse obstaculizado por la falta de instalaciones potentes para almacenamiento de hidrógeno.

En el artículo [43](Hauch et al., 2020) se menciona que se espera que durante los siguientes 2-3 años el tamaño de las plantas que integran SOEC aumente en un factor de casi 20.

Cuanto más se amplíe el conocimiento de los procesos que tienen lugar a escala nanoscópica en los SOEC más margen de mejora se generará en las eficiencias y durabilidad de los mismos. Esto habilitará la creación de plantas de mayor potencia y mejores eficiencias. El despliegue de esta tecnología a escalas crecientes permitirá una reducción del coste de producción hasta poder competir económicamente con el resto de tecnologías y coexistir en un mercado híbrido.

En Alemania, el porcentaje de energías renovables intermitentes en el suministro de electricidad ha superado el 30%, mientras que en Dinamarca las fuentes intermitentes representan casi el 50% del suministro eléctrico. Estos acontecimientos se replican en cada vez más países, son necesarias tecnologías con altas eficiencias de conversión de energía, como los SOEC, por lo que su demanda está destinada a incrementar.

El FCH JU, [44](*State-of-the-art and Future Targets (KPIs)* | www.fch.europa.eu, n.d.), tiene los objetivos que figuran en la ilustración 77 para la producción de H₂ verde para el almacenamiento energético y balance de la red usando electrólisis de óxido sólido para 2024 y 2030. En esta ilustración la eficiencia reversible es el cociente entre la electricidad generada en modo reversible y el calor latente inferior del hidrógeno consumido. Su valor está actualmente en un 54%, FCH JU aspira a alcanzar un 60% para 2030. La capacidad reversible es un porcentaje de la capacidad eléctrica en modo SOFC en relación al modo SOEC, el objetivo para 2030 es alcanzar un valor del 40% estando en 2020 en un 25%, un objetivo más ambicioso que el mercado para la eficiencia reversible.

No.	Parameter	Unit	State of the art		FCH 2 JU target		
			2012	2017	2020	2024	2030
Generic system*							
1	Electricity consumption @rated capacity	kWh/kg	na	41	40	39	37
2	Availability	%	na	na	95%	98%	99%
3	Capital cost	EUR/(kg/d)	na	12,000	4,500	2,400	1,500
4	O&M cost	EUR/(kg/d)/yr	na	600	225	120	75
Specific system							
5	Reversible efficiency	%	na	50%	54%	57%	60%
6	Reversible capacity	%	na	20%	25%	30%	40%
Stack							
7	Production loss rate	%/1000 hrs	na	2.8	1.9	1.2	0.5

Ilustración 77: objetivos del FCH JU hasta 2030 para la producción de H2 verde para el almacenamiento energético y balance de la red usando electrólisis de óxido sólido, State-of-the-art and Future Targets (KPIs) | www.fch.europa.eu, n.d.

Puede apreciarse que se quiere reducir el consumo eléctrico de los SOEC en un 7.5% para 2030 puesto que la electricidad es más cara de producir que el calor que también necesitan estos dispositivos. Un menor consumo eléctrico supone una minimización de sus costes de operación. Es razonable que se quieran reducir los costes de operación y mantenimiento puesto que siguen suponiendo un gasto durante toda la vida útil del SOEC, pretenden pasar de 225 €/ (kg H2/día)/año a 75 €/ (kg H2/día)/año, una reducción sustanciosa, del 66.7%. El coste capital, el de producción diaria de H2, aspira al mismo porcentaje de reducción que el de operación y mantenimiento.

La disponibilidad, el número de horas que trabajan estos dispositivos, está ahora en un 95%. Se pretende alcanzar el ambicioso objetivo de operar el 99% de las horas para 2030 mientras que se reduce el ratio de pérdidas de producción desde el 1.9 %/1000 horas hasta el 0.5 %/1000 horas.

La ilustración 78 muestra las actividades propuestas en el informe IRENA 2020 para la mejora del rendimiento de los electrolizadores de óxido sólido, donde se entiende que de no ser posible realizar todas estas acciones simultáneamente, la opción más prometedora sería aquella que suponga el menor reto posible y que tenga al mismo tiempo los beneficios más altos. Esta opción resulta ser solucionar los desafíos relacionados con la delaminación de los materiales LSM y LSF del electrolito, una de las limitaciones de esta tecnología explicadas en apartados anteriores.

Las otras opciones son:

- Estabilizar la estructura química y la compatibilidad de los electrodos.
- Controlar el estado de oxidación de los electrocatalizadores en el lado del oxígeno (ánodo) o la aglomeración de níquel.
- Aumentar la actividad electrocatalítica de los electrodos a bajas temperaturas. Este objetivo es de interés general puesto que trabajar a menos temperaturas implica menor gasto en energía térmica y menor degradación de los componentes, es decir, una mayor durabilidad.
- Mejorar la cinética de evolución del hidrógeno y del oxígeno y mantener la estabilidad a largo plazo. Con esto se aumentaría la producción de hidrógeno y su pureza.
- Eliminar o reducir los problemas de contaminación relacionados con el dióxido de silicio de los sellos del stack. Este problema es inherente al material del que se fabrican estos sellos.
- Eliminar los problemas de inestabilidad térmica causados por un desajuste del coeficiente de

expansión entre los electrolitos y los electrodos. Esto sucede porque al tratarse de distintos materiales sus coeficientes de expansión a la misma temperatura son distintos.

- Aumentar la escala de los componentes del stack hasta el orden del MW. Este es en definitiva el reto final, el objetivo de estos dispositivos es producir hidrógeno, cuanto más se aumente la capacidad más toneladas de H₂ pueden ser generadas. Todos los retos anteriores están destinados a permitir que esta situación se cumpla, ya sea mejorando la eficiencia del proceso, reduciendo la energía necesaria para la producción, aumentando la durabilidad del dispositivo o reduciendo los problemas inherentes a los materiales y temperaturas con las que opera.

	CHALLENGE	BENEFIT
1. Stabilise the chemical structure and compatibility of the electrodes	Moderate	Medium
2. Control the oxidation state of electrocatalysts on the oxygen side (anode) or nickel agglomeration	Moderate	Medium
3. Increase the electro catalytic activity of electrodes at lower temperatures	Moderate	Low
4. Solve challenges related to lanthanum manganite (LSM) or lanthanum ferrite (LSF) delamination from electrolyte	Moderate	High
5. Improve kinetics for hydrogen and oxygen evolution and maintain long-term stability	Difficult	High
6. Eliminate or reduce contamination issues related to silicon dioxide (SiO ₂) dissolution from stack sealants	Difficult	Medium
7. Eliminate thermal instability issues caused by an expansion coefficient mismatch between electrolytes and electrodes	Difficult	High
8. Scaling up of stack components towards larger stack MW units	Difficult	High

Ilustración 78: actividades propuestas por el informe IRENA 2020 para la mejora del rendimiento de los SOEC, International Renewable Energy Agency, 2020

En la ilustración 79 figura el estado del arte y los objetivos de indicadores principales de rendimiento para el año 2050 de los electrolizadores de óxido sólido, así como hacia dónde se dirigen los esfuerzos en I+D:

	2020	Target 2050	R&D focus
	Solid oxide electrolyzers		
Nominal current density	0.3-1 A/cm ²	> 2 A/cm ²	Electrolyte, electrodes
Voltage range (limits)	1.0-1.5 V	< 1.48 V	Catalysts
Operating temperature	700-850°C	< 600°C	Electrolyte
Cell pressure	1 bar	> 20 bar	Electrolyte, electrodes
Load range	30%-125%	0%-200%	Electrolyte, electrodes
H ₂ purity	99.9%	> 99.9999%	Electrolyte, electrodes
Voltage efficiency (LHV)	75%-85 %	> 85%	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	35-50 kWh/Kg H ₂	< 35 kWh/Kg H ₂	Electrolyte, electrodes
Electrical efficiency (system)	40-50 kWh/Kg H ₂	< 40 kWh/Kg H ₂	Balance of plant
Lifetime (stack)	< 20 000 hours	80 000 hours	All
Stack unit size	5 kW	200 kW	All
Electrode area	200 cm ²	500 cm ²	All
Cold start (to nominal load)	> 600 minutes	< 300 minutes	Insulation (design)
Capital costs (stack) minimum 1 MW	> USD 2 000/kW	< USD 200/kW	Electrolyte, electrodes
Capital costs (system) minimum 1 MW	Unknown	< USD 300/kW	All

Ilustración 79: estado del arte y futuros KPI para los electrolizadores de óxido sólido, International Renewable Energy Agency, 2020

Estos objetivos son a largo plazo y están alineados con los retos a superar de la ilustración 78, la diferencia entre ambas ilustraciones es que la 78 muestra los desafíos a solucionar y la 79 contiene los objetivos específicos que encaminarían la tecnología hacia la superación de dichos desafíos: se pretende bajar la temperatura de operación de estos dispositivos por debajo de los 600°C, lo que desbloquearía su acoplamiento con un mayor número de aplicaciones puesto que no todos los sectores tienen el suficiente calor residual o son capaces de generar energía térmica como para permitir temperaturas de operación de 700-850°C.

Se pretende incrementar en un 400% la capacidad de las unidades de stack, desde los 5kW de 2020 hasta los 200kW para 2050. Este objetivo es afín a aumentar la producción de H₂, hasta llegar al MW mediante módulos compuestos de stacks.

Incrementar la presión de la celda implica invertir menos dinero en la presurización posterior del hidrógeno, necesaria para almacenamiento en tanques, transporte a través de tuberías y uso en estaciones de servicio de H₂ para vehículos pesados. Se quieren superar los 20 bares de presión de célula para 2050 estando en 2020 a presión atmosférica.

En cuanto a las horas de operación se pretende llegar a las 80000 horas para 2050 partiendo de 20000 en la actualidad.

La principal conclusión que puede extraerse de las perspectivas de implementación de SOEC es que los objetivos a corto y largo plazo marcados por FCH JU y la Agencia Internacional de las Energías Renovables para la tecnología SOEC indican que todavía existe mucho margen de mejora en aspectos básicos, lo que implica que la tecnología tiene un gran potencial.

6 CONCLUSIONES

Este TFG proporciona una visión general del estado de la tecnología de los electrolizadores de óxido sólido pasando por investigaciones relevantes para el desarrollo de los SOEC, limitaciones actuales de la tecnología, casos de implementación de estos, opciones comerciales disponibles y prospectos de implementación a futuro.

En el artículo [43](Hauch et al., 2020) se menciona que la tecnología SOEC ha experimentado una evolución positiva en los últimos 10-15 años: el rendimiento electroquímico de las celdas SOEC actuales se ha duplicado respecto a las primeras y la durabilidad respecto a los primeros modelos se ha incrementado en un factor de 100. En los stacks se han conseguido resultados similares en cuanto a eficiencias y durabilidad. Durante la última década se ha aumentado cien veces la capacidad de producción de hidrógeno y se han creado las primeras plantas SOEC de relevancia industrial.

De acuerdo con [31](*Next Generation solid oxide fuel cell and electrolysis technology | NewSOC Project | H2020 | CORDIS | European Commission*, n.d.) las celdas de óxido sólido pueden convertirse en actores clave de la transición energética en muchos conceptos, como:

- el equilibrio de la electricidad intermitente procedente de fuentes renovables mediante el seguimiento de la carga y el funcionamiento reversible
- el almacenamiento de grandes cantidades de energía mediante su conversión en hidrógeno/combustible en modo SOEC. En automoción resulta más barato el hidrógeno que los combustibles convencionales cuando se realizan trayectos largos o se transportan mercancías pesadas.
- utilización y mejora del biogás en modo SOEC
- soluciones centrales y descentralizadas para la producción de electricidad y calor en modo SOFC
- generación de gas sintético para la industria siderúrgica, refinerías e industria química en modo SOEC
- conversión de combustible/gas en energía y calor a pequeña y gran escala en modo SOFC

De el trabajo desarrollado en este TFG extraigo las siguientes conclusiones:

- El SOEC es una tecnología en vías de comercialización, con un TRL inferior o igual a 8, en la que se está invirtiendo esfuerzo financiero en todo el mundo por parte de organizaciones privadas, empresas, organismos gubernamentales y entidades dedicadas a la investigación. Esto augura un desarrollo prometedor y rápido de la tecnología SOEC.
- Hoy en día parece claro que la tecnología SOEC se ha introducido exitosamente en el mercado de la descarbonización de procesos con una cuota de mercado destinada a incrementar significativamente.
- Esta tecnología parece ser la pieza que faltaba en el “puzle energético” que es nuestra actual situación: en relación con las energías renovables, la tecnología SOEC podría habilitar un despliegue masivo de estas porque las celdas de óxido sólido pueden ser operadas en modo reversible, generando hidrógeno a partir de electricidad en modo electrolizador, SOEC, o produciendo electricidad a partir de hidrógeno en modo pila de combustible, SOFC. La eficiencia de este proceso es alta, se pierde poca energía.
- La tecnología SOEC encaja perfectamente en un futuro en el que la hibridación de tecnologías sostenibles y ecológicas sea la norma.

BIBLIOGRAFÍA

La bibliografía ha sido obtenida de Science Direct, Scopus y Google Scholar entre otras fuentes

- [1] YUE, X. L., & GAO, Q. X. (2018). Contributions of natural systems and human activity to greenhouse gas emissions. *Advances in Climate Change Research*, 9(4), 243–252. <https://doi.org/10.1016/J.ACCRE.2018.12.003>
- [2] Oliveira, A. M., Beswick, R. R., Yan, Y., Li, W., & Xu, H. (n.d.). *A green hydrogen economy for a renewable energy society*. <https://doi.org/10.1016/j.coche.2021.100701>
- [3] Hanna, R., Abdulla, A., Xu, Y., & Victor, D. G. (2021). Emergency deployment of direct air capture as a response to the climate crisis. *Nature Communications*, 12(1). <https://doi.org/10.1038/S41467-020-20437-0>
- [4] Cochand, F., Brunner, P., Hunkeler, D., Rössler, O., & Holzkämper, A. (2021). Cross-sphere modelling to evaluate impacts of climate and land management changes on groundwater resources. *Science of The Total Environment*, 148759. <https://doi.org/10.1016/J.SCITOTENV.2021.148759>
- [5] Gulcebi, M. I., Bartolini, E., Lee, O., Lisgaras, C. P., Onat, F., Mifsud, J., Striano, P., Vezzani, A., Hildebrand, M. S., Jimenez-Jimenez, D., Junck, L., Lewis-Smith, D., Scheffer, I. E., Thijs, R. D., Zuberi, S. M., Blenkinsop, S., Fowler, H. J., Foley, A., Sisodiya, S. M., ... Zara, F. (2021). Climate change and epilepsy: Insights from clinical and basic science studies. *Epilepsy & Behavior*, 116, 107791. <https://doi.org/10.1016/J.YEBEH.2021.107791>
- [6] Tarkowski, R. (2019). *Underground hydrogen storage: Characteristics and prospects*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051>
- [7] Bockris, M. (n.d.). *The hydrogen economy: Its history*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.026>
- [8] IEA. (2019). The Future of Hydrogen. *The Future of Hydrogen*. <https://doi.org/10.1787/1E0514C4-EN>
- [9] Wulf, C., Zapp, P., & Schreiber, A. (2020). Review of Power-to-X Demonstration Projects in Europe. In *Frontiers in Energy Research* (Vol. 8, p. 191). Frontiers Media S.A. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.00191>
- [10] Dmitri Bessarabov and Pierre Millet. (2018). PEM Water Electrolysis. In *PEM Water Electrolysis*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/c2016-0-00574-0>
- [11] International Renewable Energy Agency, T. (2020). *GREEN HYDROGEN COST REDUCTION SCALING UP ELECTROLYSERS TO MEET THE 1.5°C CLIMATE GOAL H 2 O 2*. www.irena.org/publications
- [12] Ebbesen, S. D., Jensen, S. H., Hauch, A., & Mogensen, M. B. (2014). High temperature electrolysis in alkaline cells, solid proton conducting cells, and solid oxide cells. *Chemical Reviews*, 114(21), 10697–10734. <https://doi.org/10.1021/CR5000865>
- [13] Mougin, J. (2020). *Multimegawatt high-temperature electrolyser to generate green hydrogen for production of high-quality biofuels*. Grant Agreement n°875123.
- [14] Jan Pawel Stempień, Qiang Sun, S. H. C. (n.d.). *Solid Oxide Electrolyzer Cell Modeling: A Review | Journal of Power Technologies*. Retrieved August 11, 2021, from <https://papers.itc.pw.edu.pl/index.php/JPT/article/view/443>
- [15] Gopalan, S., Mosleh, M., Hartvigsen, J. J., & Mcconnell, R. D. (2008). Analysis of self-sustaining recuperative solid oxide electrolysis systems. *Journal of Power Sources*, 185, 1328–1333. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2008.09.027>
- [16] Ni, M., Leung, M. K. H., & Leung, D. Y. C. (2006). An Electrochemical Model of a Solid Oxide Steam Electrolyzer for Hydrogen Production. *Chemical Engineering & Technology*, 29(5), 636–642.

- <https://doi.org/10.1002/CEAT.200500378>
- [17] Zhang, X., O'Brien, J. E., O'Brien, R. C., Hartvigsen, J. J., Tao, G., & Housley, G. K. (2012). *Improved durability of SOEC stacks for high temperature electrolysis*. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.09.176>
- [18] Khan, M. S., Xu, X., Zhao, J., Knibbe, R., & Zhu, Z. (2017). *A porous yttria-stabilized zirconia layer to eliminate the delamination of air electrode in solid oxide electrolysis cells*. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.05.049>
- [19] Ni, Meng, Leung, M. K. H., & Leung, D. Y. C. (2007). Energy and exergy analysis of hydrogen production by solid oxide steam electrolyzer plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 4648–4660. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.08.005>
- [20] Wendel, C. H. (n.d.). *DESIGN AND ANALYSIS OF REVERSIBLE SOLID OXIDE CELL SYSTEMS FOR ELECTRICAL ENERGY STORAGE*.
- [21] Sigurvinsson, J., Mansilla, C., Lovera, P., & Werkoff, F. (2007). Can high temperature steam electrolysis function with geothermal heat? *International Journal of Hydrogen Energy*, 32, 1174–1182. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.11.026>
- [22] Meier, K. (n.d.). *Hydrogen production with sea water electrolysis using Norwegian offshore wind energy potentials Techno-economic assessment for an offshore-based hydrogen production approach with state-of-the-art technology*. <https://doi.org/10.1007/s40095-014-0104-6>
- [23] Herle, V. (n.d.). General rights Developing Accelerated Stress Test Protocols for Solid Oxide Fuel Cells and Electrolysers: The European Project AD ASTRA. *ECS Transactions*, 91(1), 563–570. <https://doi.org/10.1149/09101.0563ecst>
- [24] *H2 Valley map | H2Valleys*. (n.d.). Retrieved August 29, 2021, from <https://www.h2v.eu/hydrogen-valleys>
- [25] Biebuyck, B. (2021). The Status of SOEC R&D in the European Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking Programme Executive Director. *FCH JU*.
- [26] Kroop, S., & Posdziech Oliver. (2021, July). *Green Industrial Hydrogen via steam electrolysis, GrInHy2.0*. https://www.green-industrial-hydrogen.com/fileadmin/user_upload/20210714_FCHJU-meets-GrInHy2.0_Kroop-Posdziech.pdf
- [27] *TotalEnergies, Sunfire and Fraunhofer give the go-ahead for green methanol in Leuna - Sunfire*. (n.d.). Retrieved August 31, 2021, from <https://www.sunfire.de/en/news/detail/totalenergies-sunfire-and-fraunhofer-give-the-go-ahead-for-green-methanol-in-leuna>
- [28] *Power storing solution for renewable energy | Case studies | Elcogen*. (n.d.). Retrieved August 30, 2021, from https://elcogen.com/case_study/reversible-solid-oxide-cell-technology-as-a-power-storing-solution-for-renewable-energy/
- [29] SWITCH FCH JU. (n.d.). *SWITCH Mostly green, always secured*. Retrieved August 31, 2021, from https://switch-fch.eu/wp-content/uploads/2021/02/09_SWITCH_Flyer_final_compressed.pdf
- [30] CH2P.system. (n.d.). *CH2P system FCH JU*. Retrieved September 3, 2021, from <https://ch2p.eu/about/#more-98>
- [31] *Next Generation solid oxide fuel cell and electrolysis technology | NewSOC Project | H2020 | CORDIS | European Commission*. (n.d.). Retrieved September 3, 2021, from <https://cordis.europa.eu/project/id/874577>
- [32] Neofytidis, C., Ioannidou, E., Kollia, M., Stylianos, I., Neophytides, G., & Niakolas, D. K. (2020). *The promoting effect of Fe on Ni/GDC for the Solid Oxide H₂O electrolysis*. <https://doi.org/10.1002/er.5837>
- [33] *GAMER EU Project - Game changer in high temperature steam electrolyzers with novel tubular cells and stacks geometry for pressurized hydrogen production*. (n.d.). Retrieved September 4, 2021, from

<https://www.sintef.no/projectweb/gamer/>

- [34] Ding, H., Wu, W., Jiang, C., Ding, Y., Bian, W., Hu, B., Singh, P., Orme, C. J., Wang, L., Zhang, Y., & Ding, D. (n.d.). *Self-sustainable protonic ceramic electrochemical cells using a triple conducting electrode for hydrogen and power production*. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-15677-z>
- [35] *Recently-developed material makes hydrogen production more efficient*. (n.d.). Retrieved September 4, 2021, from <https://norwegianscitechnews.com/2019/08/recently-developed-material-makes-hydrogen-production-more-efficient/>
- [36] *Megawatt scale co-electrolysis as syngas generation for e-fuels synthesis | MegaSyn Project | H2020 | CORDIS | European Commission*. (n.d.). Retrieved September 4, 2021, from <https://cordis.europa.eu/project/id/101007108>
- [37] *REliable Advanced Diagnostics and Control Tools for increased lifetime of solid oxide cell Technology | REACTT Project | H2020 | CORDIS | European Commission*. (n.d.). Retrieved September 4, 2021, from <https://cordis.europa.eu/project/id/101007175>
- [38] *Haldor Topsoe to build large-scale SOEC electrolyzer manufacturing facility to meet customer needs for green hydrogen production*. (n.d.). Retrieved September 6, 2021, from <https://blog.topsoe.com/haldor-topsoe-to-build-large-scale-soec-electrolyzer-manufacturing-facility-to-meet-customer-needs-for-green-hydrogen-production>
- [39] *SUNFIRE-HYLINK SOEC CORE ADVANTAGES*. (n.d.).
- [40] *Solid Oxide Fuel Cells | Products | Elcogen*. (n.d.). Retrieved September 5, 2021, from <https://elcogen.com/products/solid-oxide-fuel-cells/>
- [41] *Solid Oxide cell stack | Products | Elcogen*. (n.d.). Retrieved September 5, 2021, from <https://elcogen.com/products/solid-oxide-cell-stacks/>
- [42] *Global Hydrogen Electrolyzer (Alkaline, PEM & Solid Oxide)*. (n.d.). Retrieved August 30, 2021, from <https://www.globenewswire.com/en/news-release/2021/04/09/2207256/28124/en/Global-Hydrogen-Electrolyzer-Alkaline-PEM-Solid-Oxide-Market-Insights-Forecast-Report-2021-2025.html>
- [43] Hauch, A., Küngas, R., Blennow, P., Hansen, A. B., Hansen, J. B., Mathiesen, B. V., & Mogensen, M. B. (2020). Recent advances in solid oxide cell technology for electrolysis. *Science*, 370(6513). <https://doi.org/10.1126/SCIENCE.ABA6118>
- [44] *State-of-the-art and Future Targets (KPIs) | www.fch.europa.eu*. (n.d.). Retrieved September 5, 2021, from <https://www.fch.europa.eu/soa-and-targets>