



Storskalig produktion av förnybar vätgas i Europa

Lena Lindholm

Lärdomsprov

Energi- och miljöteknik

2024

Lärdomsprov

Lena Lindholm

Storskalig produktion av förnybar vätgas i Europa

Yrkeshögskolan Arcada: Energi- och miljöteknik, 2024

Identifikationsnummer:

7837

Uppdragsgivare:

Yrkeshögskolan Arcada

Sammandrag:

Syftet med arbetet är att informera läsaren om olika metoder vid framställning av förnybar vätgas och hur effektiv vätgasframställning är. Samt undersöka var i Europa vätgasanläggningar kommer att placeras och hur vätgas kan lagras. EU:s mål till 2024 är att ha vätgasanläggningar i produktion med en total kapacitet på 6 GW. Till 2025 uppskattas den totala produktionen nå 1,4 GW. EU har även som mål att nå total kapacitet för vätgasproduktion om 40 GW till 2030. Arbetet är en litteraturstudie baserad på vetenskapliga artiklar och e-böcker. Arbetet är begränsat till Europa och Finland, samt EU:s mål till 2030. Vätgasframställning är begränsad till vattenelektrolys. De huvudsakliga källorna i arbetet är, Hydrogen-Based Energy Systems: Current Technology Development Status, Opportunities and Challenges och Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. I Europa finns det 74 förnybarvätgasanläggningar med en total kapacitet på 185 MW, vilket inte motsvarar målet för 2024 på 6 GW. I Finland planeras minst 9 vätgasanläggningar, med varierande kapacitet på 40 – 300 MW. Resultatet i arbetet visar att förnybar vätgas kan framställas genom vattenelektrolys med fyra olika teknologier: AWE, PEM, AEM och SOEC. Av dessa olika teknologier är AWE den äldsta, PEM och AWE är etablerade teknologier. AEM och SOEC är för tillfället ännu prototyper. Effektiviteten varierar mellan 50 – 80 % för dessa olika teknologier, beroende på temperatur och tryck. Det finns tre olika kategorier av vätgaslagring, underjordisk lagring, fysisk lagring och materialbaserad lagring. Fysisk lagring är den mest förekommande lagringsmetoden.

Nyckelord: Elektrolys, väte, lagring, framställning, effektivitet, förnybara energikällor

Degree Thesis

Lena Lindholm

Large-scale production of renewable hydrogen in Europe

Arcada University of Applied Sciences: Energi- och miljöteknik, 2024

Identification number:

7837

Commissioned by:

Arcada University of Applied Sciences

Abstract:

The aim of this work is to inform the reader about different methods of producing renewable hydrogen and the efficiency of hydrogen production. It also examines where in Europe hydrogen plants will be located and how hydrogen can be stored. The EU aims to have hydrogen plants in production with a total capacity of 6 GW by 2024. By 2025, the total production is estimated to reach 1.4 GW. The EU also aims to reach a total hydrogen production capacity of 40 GW by 2030. The work is a literature study based on scientific articles and e-books. The work is limited to Europe and Finland, and the EU's 2030 target. Hydrogen production is limited to water electrolysis. The main sources in the work are, Hydrogen-Based Energy Systems: Current Technology Development Status, Opportunities and Challenges and Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. In Europe, there are 74 renewable hydrogen plants with a total capacity of 185 MW, which does not meet the 2024 target of 6 GW. In Finland, at least 9 hydrogen plants are planned, with varying capacities of 40 - 300 MW. The results of the work show that renewable hydrogen can be produced by water electrolysis with four different technologies: AWE, PEM, AEM and SOEC. Of these different technologies, AWE is the oldest, PEM and AWE are established technologies. AEM and SOEC are currently still prototypes. Efficiency varies between 50 - 80 % for these different technologies, depending on temperature and pressure. There are three different categories of hydrogen storage: underground storage, physical storage, and material-based storage. Physical storage is the most common storage method.

Keywords: Electrolysis, hydrogen, storage, production, efficiency, renewable energy sources

Innehåll

1	Inledning.....	4
1.1	Syfte och frågeställning	5
1.2	Metodik	5
2	EU:s mål för att minska koldioxidutsläpp.....	6
2.1	EU:s vätgasstrategi	6
2.2	Ekonomi.....	7
3	Väte	8
3.1	Olika kategorier av vätgas	8
3.1.1	Svart och brun vätgas	9
3.1.2	Grå vätgas	9
3.1.3	Turkos vätgas	9
3.1.4	Blå vätgas	10
3.1.5	Gul vätgas	10
3.1.6	Rosa, röd och lila vätgas	10
3.1.7	Vit vätgas	10
3.1.8	Grön vätgas.....	10
4	Vätgasprojekt i Finland	11
4.1	Nordic Hydrogen Route	11
4.2	Baltic Sea Hydrogen Collector	12
4.3	Nordic-Baltic Hydrogen Corridor	12
4.4	Joutseno-Imatra vätgasinfrastrukturprojekt	12
4.5	Planerade vätgasanläggningar.....	12
4.5.1	Vätgasanläggning i Vasa.....	12
4.5.2	Vätgasanläggning i Uleåborg	13
4.5.3	Pilotanläggning i Lovisa.....	13
4.5.4	Vätgasanläggning i Harjavalta.....	13
4.5.5	Vätgasanläggning i Karleby	13
4.5.6	Vätgasanläggning i Kristinestad	13
4.5.7	Vätgas i Kotka	14
4.5.8	Vätgasanläggning i Joensuu	14
4.5.9	Vätgas- och ammoniakläggning i Nådendal.....	14
4.5.10	Vätgasprojekt på Åland	16
5	Förnybara vätgasanläggningar i Europa	18
5.1	Befintliga förnybara vätgasanläggningar	18
5.2	Vätgas 2030	20
6	Uppbyggnad av vätgasanläggning.....	23
7	Framställning av förnybar vätgas.....	24
7.1	Elektrolysör	24
7.2	Verkningsgrad.....	25
7.3	Vattenelektrolys	27

7.4	Olika vattenelektrolysteknologier	28
7.4.1	AWE - Alkaline water electrolysis	28
7.4.2	AEM – Anion Exchange Membrane Electrolysis	30
7.4.3	PEM – Proton Exchange Membrane Water Electrolysis	31
7.4.4	SOEC – Solid Oxide Electrolysis	32
8	Lagring av vätgas	34
8.1	Underjordisk lagring	34
8.1.1	Salthålor	34
8.1.2	Akviferlager	34
8.1.3	Uttömnda olje- och gasfält	35
8.2	Fysisk lagring	36
8.2.1	Komprimerad vätgaslagring	36
8.2.2	Flytande vätgaslagring	37
8.2.3	Kryo-komprimerad vätgaslagring	37
8.3	Materialbaserad lagring	37
8.3.1	Adsorption	37
8.3.2	Metallhydrider	38
8.3.3	Vätskeorganiska vätebärare	38
9	Resultat och sammanfattning	39
9.1	Befintliga vätgasanläggningar i Europa och deras syfte	39
9.2	Olika teknologier för framställning av förnybar vätgas	40
9.2.1	Lagring av vätgas	40
9.3	Effektivitet vid förnybar vätgasframställning	41
10	Diskussion	42
	Källor	44

Figurer

Figur 1. Bilden visar olika sätt källor för vätgasproduktion. (Rolo et al. 2024).....	9
Figur 2. Planerad vätgasinfrastruktur i Finland. (Gasgrid, 2024a)	11
Figur 3. Exempelbild av vätgas- och ammoniakläggning i Nådendal. (Green North Energy, 2024b)	15
Figur 4. Mega grön hamn i Långnäs. (OX2, 2024c).....	16
Figur 5. Möjliga anslutningar för vätgasledningar. (OX2, 2024c)	17
Figur 6. Befintliga vätgasanläggningar i Europa. (European Hydrogen Observatory, 2024b)18	
Figur 7. Vätgasanläggningar under uppbyggnad som planeras vara klara 2025. (European Hydrogen Observatory, 2024b).	19
Figur 8. Vätgasinfrastruktur 2030. (H2, 2024).	20
Figur 9. Vätgasanläggningar 2030. (H2, 2024).	21
Figur 10. Vätgaslagring 2030. (H2, 2024).	22
Figur 11. Framställning av vätgas från vindkraft. (Yue et al., 2021)	23
Figur 12. Elektrolysör. (Yue et al., 2021)	24
Figur 13. Diagram som visar förhållandet mellan effekt och verkningsgrad. (Yue et al., 2021)	25
Figur 14. Verkningsgrad för hela systemet vid vätgasframställning. (Yue et al., 2021).....	26
Figur 15. Principen för vattenelektrolys (Yue et al., 2021)	28
Figur 16. Vätgasframställning med AWE. (Sankir & Sankir, 2017).....	29
Figur 17. Vätgasframställning med PEM. (Sankir & Sankir, 2017).....	31
Figur 18. Vätgasframställning med SOEC. (Sankir & Sankir, 2017).....	33
Figur 19. Underjordisklagring av vätgas. (Rolo et al. 2024)	36

1 Inledning

EU har som mål att nå klimatneutralitet till 2050. För att nå klimatneutralitet måste koldioxidutsläppen minska. För att minska koldioxidutsläppen har EU antagit en vätgasstrategi. Vätgasstrategins mål att till 2030 nå produktionskapacitet motsvarande 10 miljoner ton förnybar vätgas (European Hydrogen Observatory, 2024a).

När vätgas används som energikälla är utsläppen noll. Detta innebär att när vätgasen produceras från förnybara källor blir totala utsläppen nära noll. Vätgas har därför potential att reducera EU:s koldioxidutsläpp.

År 2022 stod vätgasen för endast 2 % av EU:s energibehov, där 96 % av vätgasen var framställd från fossila bränslen (European Commission, 2024a). Det här arbetet kommer att undersöka hur förnybar vätgas framställs, var i Europa vätgasen ska framställas, hur effektiv vätgasframställning är och hur vätgas kan lagras.

Jag har valt att undersöka vätgasanläggningar och vätgasframställning i Europa för att det är ett mycket intressant ämne, på grund av att vätgas har stor potential att användas av energisektorn för att minska beroendet av fossila bränslen. Genom att undersöka vätgasanläggningar samt framställning av vätgas, har detta arbete gett mig ny kunskap om ett ämne som är mycket högaktuellt i Europa och framför allt i Finland. Genom denna undersökning har jag fått stor kunskap om förnybar energi som i hög grad ännu är i utvecklingsstadiet.

Genom det här arbetet får läsaren en uppfattning om vilka vätgasprojekt som planeras i Finland. Arbetet ger också en grundförståelse för framställning av vätgas, vätgaslagring samt olika sektioner i vätgasanläggningar.

1.1 Syfte och frågeställning

Syftet med arbetet är att undersöka vilka metoder för framställning av förnybar vätgas det finns i Europa och hur effektiv vätgasframställningen kan vara. Samt undersöka var i Europa vätgasanläggningar ska placeras och hur vätgasen kan lagras.

Forskningsfrågorna är:

- Vad är syftet med vätgasanläggningar i Europa?
- Hur framställs förnybar vätgas?
- Hur effektiv är förnybar vätgasframställning?

1.2 Metodik

Det här arbetet är en litteraturstudie. De databaser som har använts i det här arbetet är ScienceDirect, EBSCO och Google. Även e-böcker från Perlego har använts. Sökord som har använts är bland annat hydrogen, hydrogen storage, hydrogen production, water electrolysis, hydrogen Europe och grön vätgas.

Valet av vetenskapliga artiklar har bland annat avgränsats av årtal för publicering, den äldsta är publicerad 2020. Alla artiklar är referensgranskade. E-böckerna har bidragit med tekniskt material och då tekniken i vissa fall varit i bruk under många år har böcker från tidigast 2015 använts. I kapitlet som behandlar planerade vätgasanläggningar i Finland förekommer källor från nationella tidskrifter.

2 EU:s mål för att minska koldioxidutsläpp

Enligt den europeiska klimatlagen ska EU nå klimatneutralitet senast 2050. För att nå det bindande målet om klimatneutralitet har EU satt som delmål till 2030 att minska växthusgasutsläppen inom EU med 55 % jämfört med 1990 års nivåer. (EUR-Lex, 2024)

År 2018 satte EU målet att till 2030 nå 32 % förnybar energi i EU. Till följd av energikrisen som uppstod när Ryssland anföll Ukraina förnyade EU sitt energimål. Energimålen höjdes för att bli kvitt beroendet av fossila bränslen från Ryssland. (European Commission, 2024b)

Då energimålen förnyades 2023, höjdes målet för 2030 till att nå 45 % förnybar energi i EU. Även ett bindande mål på 42,5 % förnybar energi till 2030 lades till. Det innebär en fördubbling av den befintliga andelen förnybar energi inom EU. Energisektorn står i dagsläget för 75 % av EU:s koldioxidutsläpp. (European Commission, 2024b)

2.1 EU:s vätgasstrategi

För att nå EU:s mål om klimatneutralitet till 2050, antog EU 2020 en vätgasstrategi. Vätgasstrategin är uppdelad i tre etapper.

Första etappen sträcker sig till år 2024 och målet är att nå total kapacitet om 6 GW förnybara vätgasanläggningar, vilket motsvarar 1 miljon ton förnybar vätgas. (European Commission, 2024b; European Hydrogen Observatory, 2024a; Genovese et al., 2023)

Målet för etapp två, är att nå total kapacitet på 40 GW förnybara vätgasanläggningar. Målet ska nås till 2030, anläggningarnas kapacitet kommer då att motsvara 10 miljoner ton förnybar vätgas. År 2022 kompletterades målet för etapp två med att även importera 10 miljoner ton förnybar vätgas. (European Commission, 2024b; European Hydrogen Observatory, 2024a; Genovese et al., 2023)

Etapp tre pågår 2030 – 2050. Till 2050 är målet att förnybar energi utgör 23 % av EU:s energimix och att en fjärdedel av EU:s förnybara energi används till vätgasproduktion. (European Commission, 2024b; European Hydrogen Observatory, 2024a; Genovese et al., 2023)

2.2 Ekonomi

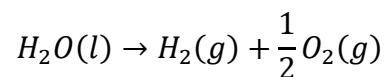
Investeringarna för att kunna tillverka 10 miljoner ton vätgas år 2030 uppskattas till 335-471 miljarder euro. Utöver produktions- och transportkostnader för vätgas behövs 200–300 miljarder euro till förnybar elproduktion. Kostnaderna för importen av 10 miljoner vätgas uppskattas till 500 miljarder euro. (Europeiska kommissionen, 2024)

3 Väte

Väte är det vanligaste grundämnet på jorden, men trots det finns inte vätgas i ren form naturligt (ovan jord) utan finns i föreningar som till exempel vatten, H_2O . Vätagas, H_2 , i ren form kan framställas genom till exempel ångreforming eller elektrolys av vatten. Under normala förhållanden är väte en färglös och luktfri gas. (Bairrão et al., 2023; Rolo et al., Godula-Jopek, 2015)

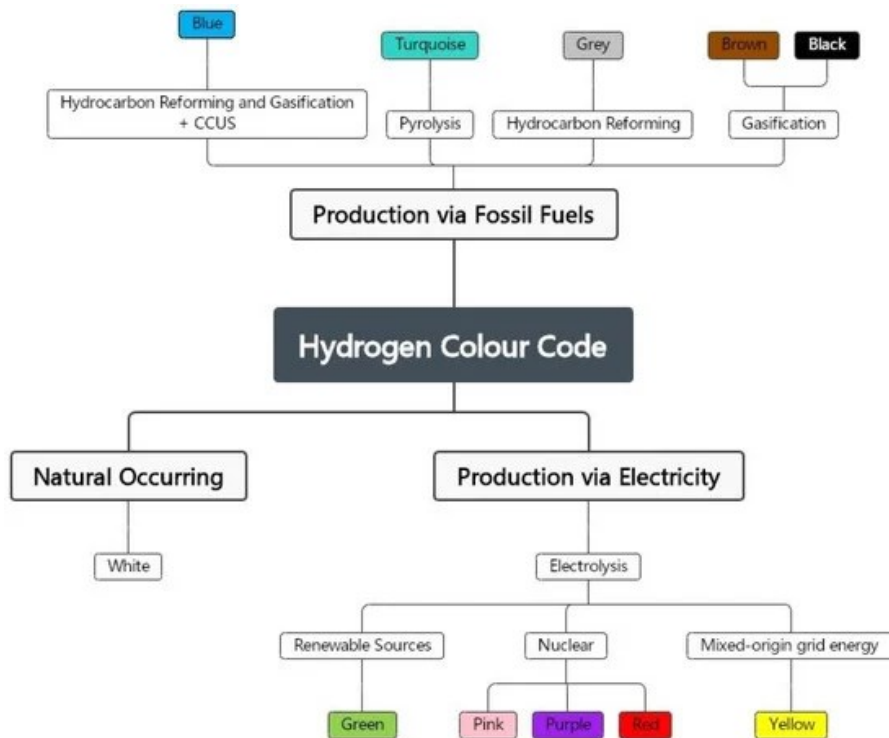
Då väte används för att skapa värme eller energi är utsläppen nära noll. Eftersom utsläppen är låga är väte intressant för att minska koldioxidutsläppen. Framställning av väte är en energikrävande process, där det går åt mer energi vid framställningen än av vad som finns i väte. När vatten splittras fås vätagas och syrgas O_2 , enligt reaktionen i formel 1. (Bairrão et al., 2023; Rolo et al., Godula-Jopek, 2015)

(1)



3.1 Olika kategorier av vätagas

Vätagas delas in i olika färger enligt vilken energikälla som används vid vätagasframställningen. De olika färgerna är svart, brun, grå, turkos, blå, gul, rosa, lila, röd, vit och grön. Figur 1 visar hur de olika färgerna delas in i olika kategorier enligt energikälla.



Figur 1. Bilden visar olika sätt källor för vätgasproduktion. (Rolo et al. 2024)

3.1.1 Svart och brun vätgas

Vid produktion av svart och brun vätgas används kol som källa. Metoden som används är kallas förgasning och förutom vätgas bildas även stora mängder koldioxidutsläpp. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.2 Grå vätgas

Grå vätgas är den vanligaste metoden att framställa vätgas. Fossila bränslen som naturgas används som källa och metoden som används kallas ångreformerig (Uniper, 2024). Även vid tillverkning av grå vätgas bildas koldioxidutsläpp. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.3 Turkos vätgas

Vid framställning av turkos vätgas används naturgas som källa. Metoden som används kallas metanpyrolys. I tillverkningsprocessen binds kolatomen till ett fast material och koldioxidutsläppen uteblir (Uniper, 2024). Exempel på användningsområden för kolet är

däck, plast och batterier. Om naturgasen byts ut till en förnybar källa kommer utsläppen att hamna nära noll. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.4 Blå vätgas

Vid blå vätgas är tillvägagångssättet samma som för grå vätgas, men koldioxiden tas tillvara och lagras under jord, vilket kallas koldioxidavskiljning och lagring. (Naturvårdsverket, 2024; Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.5 Gul vätgas

Gul vätgas kan ha olika betydelser. Den hänvisa till vätgas tillverkad genom elektrolys där elektriciteten kommer från solenergi. I USA används gul vätgas för vätgas från kärnkraft. Gul vätgas kan också betyda att elektriciteten till elektrolysen kommer från mixade källor som sol- och kärnkraft. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023; Volvo, 2024)

3.1.6 Rosa, röd och lila vätgas

Rosa, röd och lila vätgas tillverkas genom elektrolys där energikällan kommer från kärnkraft. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.7 Vit vätgas

Vit vätgas är naturligt förekommande vätgas. Vit vätgas kan förekomma i underjorden. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

3.1.8 Grön vätgas

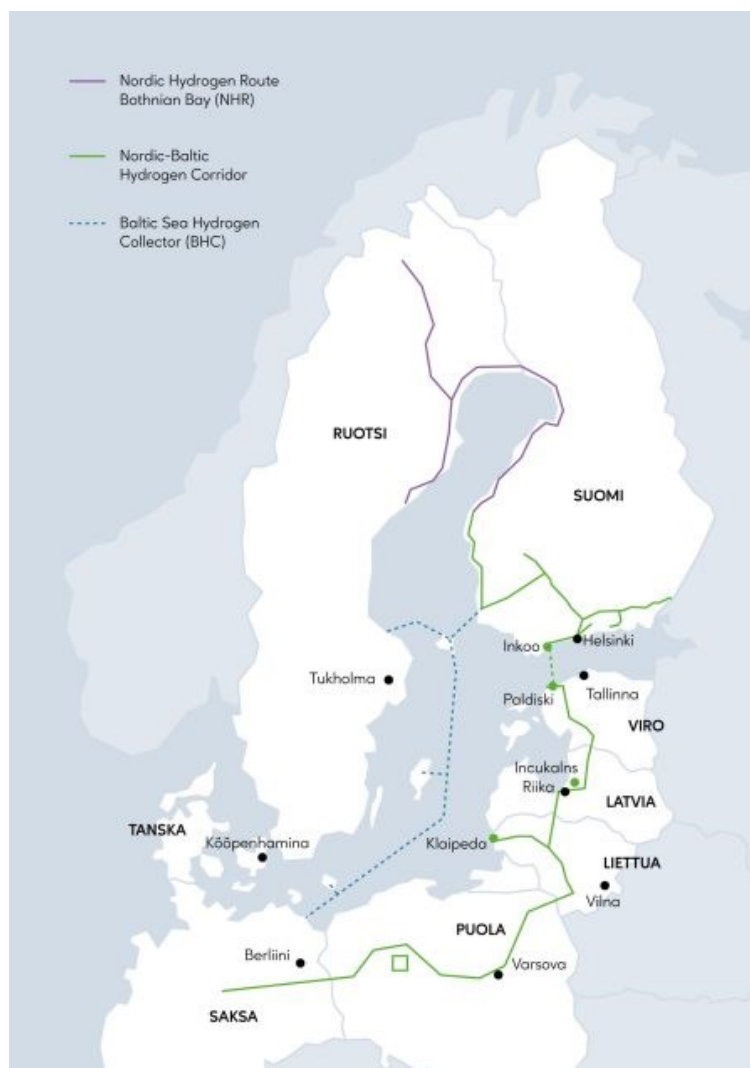
Grön vätgas framställs genom elektrolys av vatten. Elektriciteten som används vid elektrolysen kommer från förnybara källor, som till exempel vindkraft och solenergi. Grön vätgas bidrar ej till koldioxidutsläppen. (Rolo et al. 2024; Vivanco-Martín & Iranzo, 2023)

4 Vätgasprojekt i Finland

Det här kapitlet presenterar planerad vätgasinfrastruktur och planerade vätgasanläggningar i Finland. Genom att producera vätgas vid överskott av förnybar elektricitet och sedan lagra vätgasen, kan vätgas omvandlas tillbaka till elektricitet när behov finns, se kapitel 6.

4.1 Nordic Hydrogen Route

Nordic Hydrogen Route kommer att binda samman vätgasinfrastruktur mellan Sverige och Finland. Den lila linjen i figur 2 visar att Nordic Hydrogen Route kommer att placeras runt Bottenviken. Projektet planeras vara klart till 2030. Röret kommer att bli ca 1000 kilometer långt och beräknas kosta 3,5 miljarder euro. Ytterligare investeringar i vindkraft och elektrolys beräknas kosta 37 miljarder euro. (Gasgrid, 2024d)



Figur 2. Planerad vätgasinfrastruktur i Finland. (Gasgrid, 2024a)

4.2 Baltic Sea Hydrogen Collector

Baltic Sea Hydrogen Collector är ett projekt i utvecklingsfasen, investeringskostnader hittas ej. Projektet planerar vätgasledningar till havs som binder samman Sverige och Finland med Centraleuropa. Den blå streckade linjen i figur 2 visar var vätgasledningarna är planerade. (Gasgrid, 2024a)

4.3 Nordic-Baltic Hydrogen Corridor

Nordic-Baltic Hydrogen Corridor planerar infrastruktur från Finland till Tyskland via Estland, Lettland, Litauen och Polen. Vätgasinfrastrukturen ses i figur 2 som den gröna linjen och målet är att vara klara till 2030. Uppskattade investeringskostnader hittas ej. (Gasgrid, 2024c)

4.4 Joutseno-Imatra vätgasinfrastrukturprojekt

Projektet mellan Joutseno och Imatra planerar att bygga Finlands första vätgasledning utanför industriområde. Projektet är ett testprojekt för att undersöka vätgasinfrastruktur i Finland. Projektet har beviljats 9,5 miljoner euro i stöd. Röret kommer att bli ungefär 23 kilometer långt och placeras mellan fabrikerna i Joutseno och Imatra längs naturgasledningen. (Gasgrid, 2024b)

4.5 Planerade vätgasanläggningar

I det här underkapitlet presenteras planerade vätgasanläggningar i Finland.

4.5.1 Vätgasanläggning i Vasa

I Vasa har miljötillstånd beviljats för en vätgasanläggning. Vätgasen kommer att framställas med förnybar energi. EPV Energia Oy, Vaasan Sähkö Oy och Wärtsilä Oy som står bakom projektet. Anläggningen kommer att vara belägen på Vasklot i Vasa med en kapacitet på 49,9 MW och två produktionsenheter. Vätgasen kommer att kunna lagras, för att vid efterfrågan producera el för elnätet. Projektet är planerat att starta år 2025. (Regionförvaltningsverket, 2024; Yle, 2024a)

4.5.2 Vätgasanläggning i Uleåborg

I Laanila, Uleåborg, planeras en vätgasanläggning med total kapacitet på 100 MW. Anläggningen kommer att omfatta elektrolysanläggning, koldioxidavskiljningsanläggning, lagring av vätgas och koldioxid samt en anläggning för vidare förädling. Som biprodukt från anläggningen förväntas 200 – 400 GWh värmeenergi per år, vilket kan användas i fjärrvärmenätet. Det motsvarar 10 – 30 % av Uleåborgs årliga fjärrvärmebehov. Anläggningen förväntas vara klar tidigast år 2028. (Oulun energia, 2024)

4.5.3 Pilotanläggning i Lovisa

I Lovisa planerar Fortum en pilotanläggning för vätgasproduktion. Anläggningen kommer att testa vätgasproduktion för industri och vara belägen nära Fortums kärnkraftverk i Lovisa. Anläggningen kommer att ha en kapacitet på 1 – 2 MW. (Fortum, 2024)

4.5.4 Vätgasanläggning i Harjavalta

I Harjavalta har Finlands första förnybara elektrolysanläggning för industri blivit färdigställd. Anläggningen producerar grön vätgas för kemisk industri och tas i bruk under andra halvan året 2024. Vid full kapacitet kommer 400 kg vätgas att produceras per timme. År 2031 förväntas anläggningen nå kapaciteten 1 GW, slutmålet är kapacitet på 20 MW. Kostnaden är 70 miljoner euro och projektet har fått 26 miljoner euro i bidrag från arbets- och näringsministeriet. (Hufvudstadsbladet, 2023; P2X Solutions, 2024b; Sunfire, 2024)

4.5.5 Vätgasanläggning i Karleby

I Karleby planeras en vätgasanläggning på 300 – 350 MW, vilket är den största planerade anläggningen i Finland. Anläggningen kommer att producera grön vätgas och ammoniak. Anläggningen förväntas vara klar tidigast i slutet av 2027. (Flexens, 2024; Yle 2024b)

4.5.6 Vätgasanläggning i Kristinestad

På Björnön i Kristinestad planeras en vätgasanläggning. Kostnaderna för projektet uppskattas till 450 miljoner euro. Projektet har beviljats statsunderstöd på 26,9 miljoner euro. Den 200 MW stora produktionsanläggningen kommer att producera grön vätgas och e-

metan. Byggandet av anläggningen påbörjas tidigast andra halvan av 2024. (Yle, 2024c; Yle, 2024d)

4.5.7 Vätgas i Kotka

I Kotka planeras en 60 MW vätgasanläggning, vilket motsvara 18 000 ton vätgas per år. Byggstarten är planerad till 2024 och projektet beräknas vara klart 2026. (Rengas, 2024)

4.5.8 Vätgasanläggning i Joensuu

I Joensuu planeras en vätgasanläggning med total kapacitet om 30 – 50 MW. Anläggningen kommer att producera förnybar vätgas. Biprodukt är värmeenergi, motsvarar 15 - 20 % av Joensuus fjärrvärmebehov, som kan komma att nyttjas för fjärrvärmenätet. (P2X Solutions, 2024a)

4.5.9 Vätgas- och ammoniakanläggning i Nådendal

Anläggningen i Nådendal kommer att producera både vätgas och ammoniak. Ammoniak används som gödsel och ammoniak tillverkas med vätgas. Europa och speciellt Finland är beroende av ammoniak från Ryssland. Den här anläggningen kan tillsammans med andra anläggningar minska beroendet av import från Ryssland. (Green North Energy, 2024a; Green North Energy, 2024b)

Kapaciteten för anläggningen i Nådendal är 280 MW. Den totala investeringen för projektet uppgår till 580 miljoner euro. Produktionen i Nådendal förväntas starta år 2026. Vätgasen kommer att produceras från förnybar el. Samma företag planerar liknande anläggningar planeras i Björneborg och Kemi. Björneborg och Kemi har valts på basen av att där planeras storskalig vindkraft. Figur 3 visar hur anläggningen i Nådendal kan se ut. (Green North Energy, 2024a; Green North Energy, 2024b)



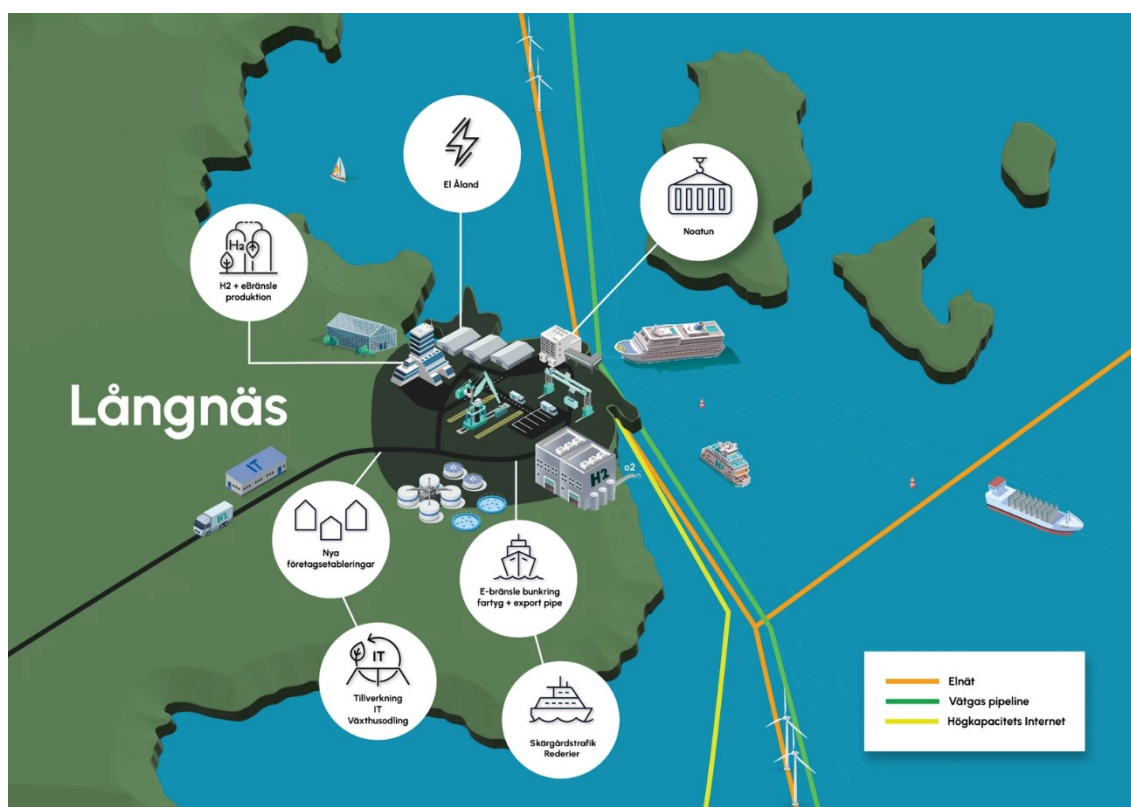
Figur 3. Exempelbild av vätgas- och ammoniakanläggning i Nådendal. (Green North Energy, 2024b)

4.5.10 Vätgasprojekt på Åland

På Åland planeras flera vätgasprojekt. I Möckelö, Jomala planeras en storskalig energipark med solpark och vätgasstation. Solparken kommer att bestå av ca 15 000 solpaneler och vätgasstationens elektrolysörs kapacitet 3 MW. (OX2, 2024b)

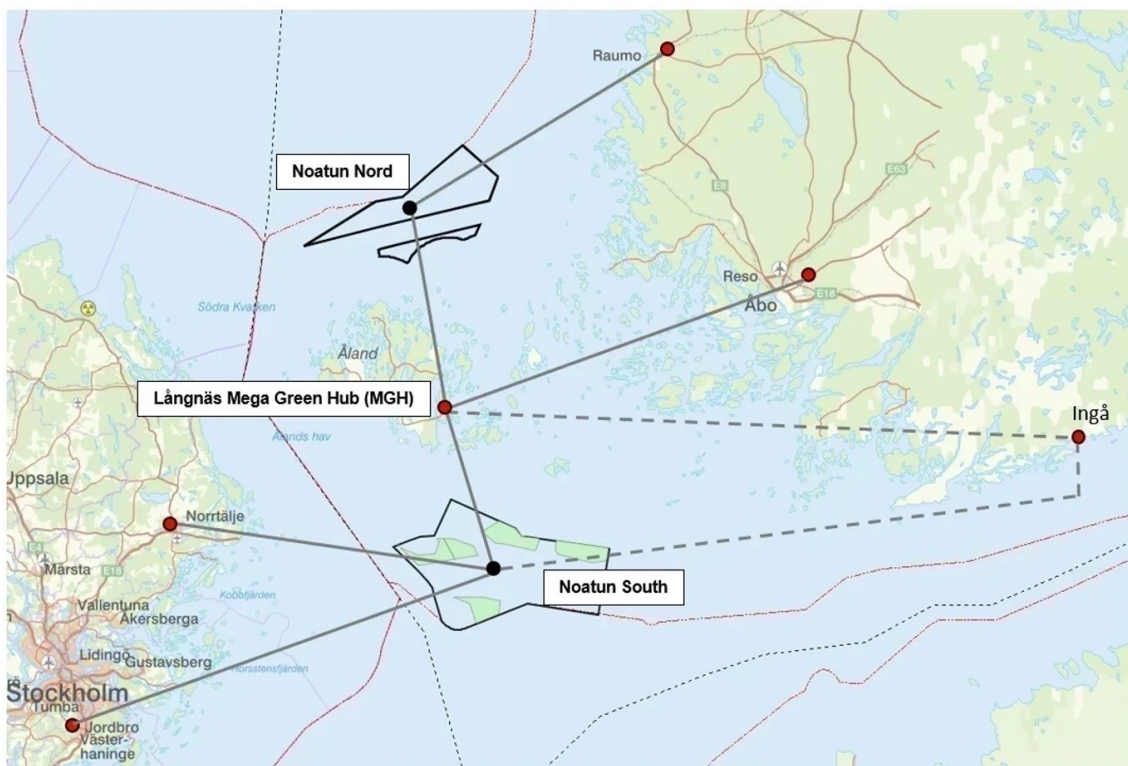
I Hellesby, Hammarland planeras också en energipark bestående av solpark, batterilagring och vätgasproduktion. Kapaciteten kommer att vara 35 MW. (OX2, 2024a)

I Långnäs hamn planeras Mega grön hamn. Enligt figur 4 kommer hamnen att bland annat bestå av vätgasproduktion och bunkring av e-bränsle för fartyg. Hamnen planeras också bli en knypunkt vätgasledningar och elnät. (OX2, 2024c)



Figur 4. Mega grön hamn i Långnäs. (OX2, 2024c)

Möjliga gasledningsanslutningar för Åland visas i figur 5. De möjliga anslutningarna binder samman Långnäs hamn med den planerade vindkraftsparker Noatun Nord och eventuella vindkraftsparken Noatun Syd samt Åbo. Från Noatun Nord planeras även en gasledning till Raumo och från Noatun Syd planeras gasledningar till Norrtälje och Stockholm. Från Ingå kommer en gasledning att gå till Långnäs eller Noatun Syd. (OX2, 2024c)



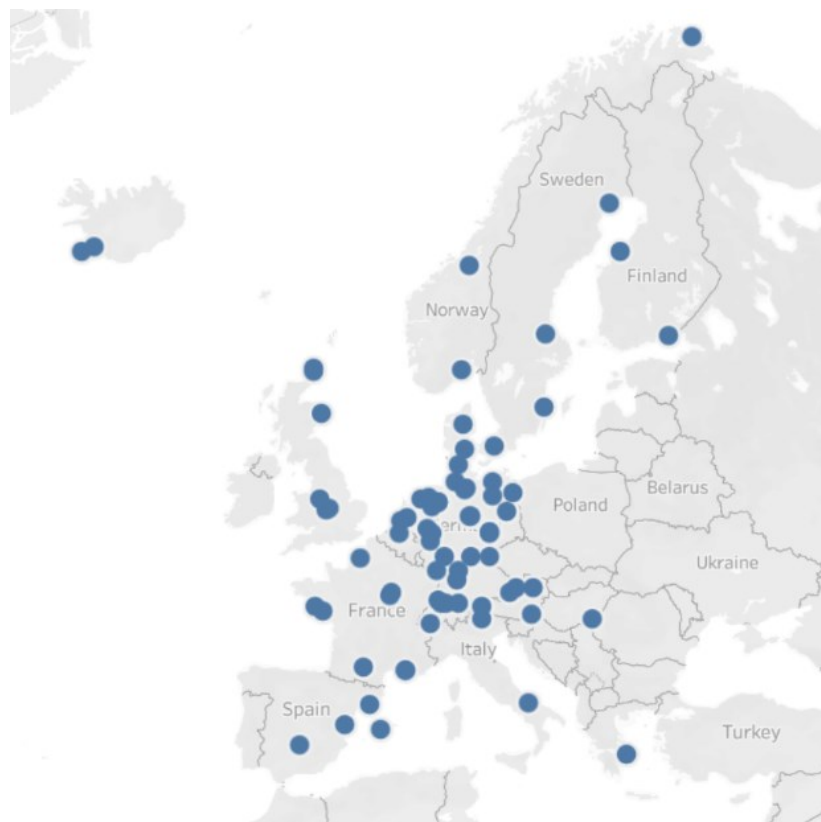
Figur 5. Möjliga anslutningar för vätgasledningar. (OX2, 2024c)

5 Förnybara vätgasanläggningar i Europa

Det här kapitlet behandlar existerande förnybara vätgasanläggningar och planerade förnybara vätgasanläggningar i Europa.

5.1 Befintliga förnybara vätgasanläggningar

I maj 2023 fanns det 74 förnybara vätgasanläggningar i drift i Europa, med total kapacitet på 185 MW. Varje vätgasanläggning hade en kapacitet på minst 0,5 MW eller 9000 ton producerad vätgas per år. Ytterligare 39 anläggningar är i byggnadsfasen och förväntas vara i drift senast 2025. De nya vätgasanläggningarnas kommer att bidra med 1180 MW per år till den totala kapaciteten. Den totala kapaciteten kommer då att motsvara ca 1,4 GW. Figur 6 visar var i Europa vätgasanläggningar i drift är placerade. Figur 7 visar var de nya anläggningar till 2025 är planerade att byggas. (European Hydrogen Observatory, 2024b)



Figur 6. Befintliga vätgasanläggningar i Europa. (European Hydrogen Observatory, 2024b)



Figur 7. Vätgasanläggningar under uppbyggnad som planeras vara klara 2025. (European Hydrogen Observatory, 2024b).

5.2 Vätgas 2030

Figur 8 visar hur vätgasinfrastrukturen i Europa är planerad att se ut 2030. De heldragna linjerna motsvarar rör. Ringarna markerar vätgasanläggningar alternativt knytpunkt för infrastrukturprojekt. (H₂, 2024)

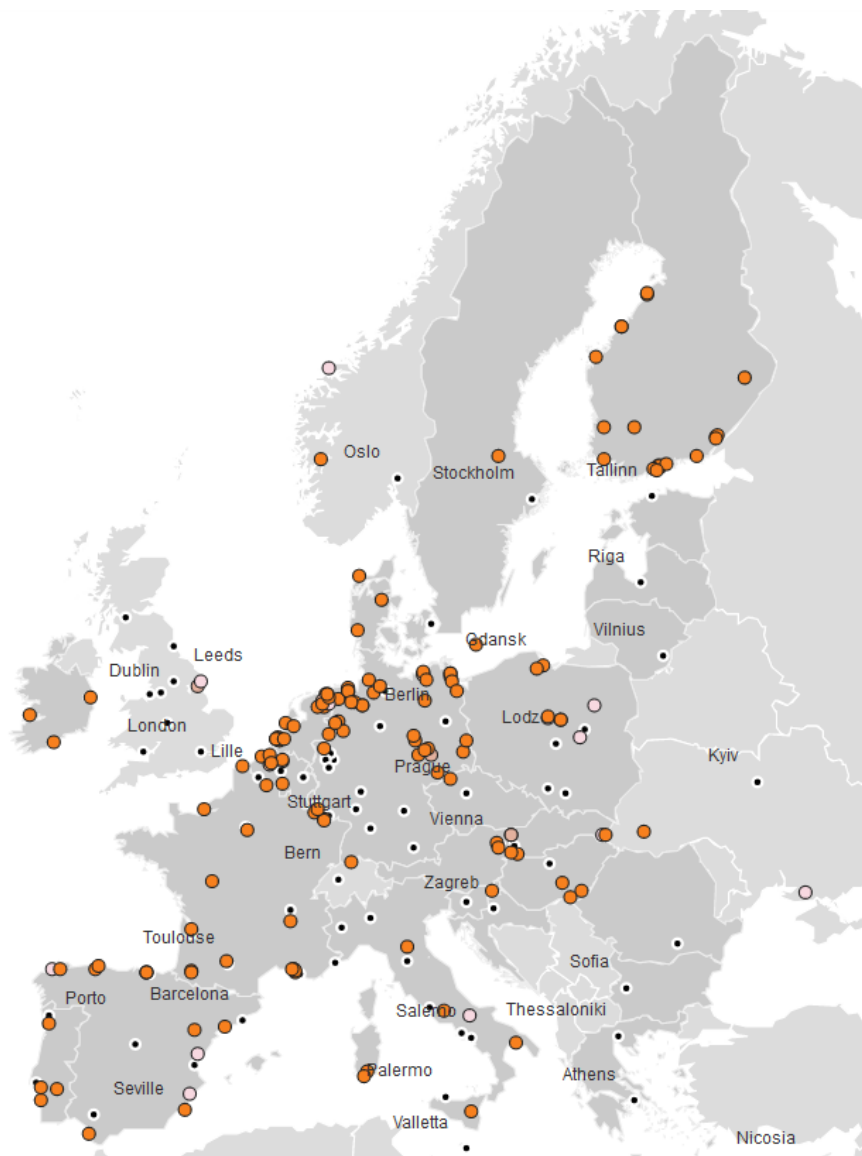
De mörkblå linjerna visar redan existerande naturgasledningar. Rören anpassas så att transport av vätgas är möjligt. De ljusblå linjerna visar helt nya vätgasledningar. De mellanblå visar infrastruktur som kommer att bestå av både nya gasledningar och redan existerande naturgasledningar. (H₂, 2024)

De orangea ringarna visar existerande projekt. De ljusblå ringarna visar kommande projekt. De mellanblå ringarna visar projekt där existerande infrastruktur kombineras med ny. De mörkblå visar existerande naturgasinfrastruktur som kommer att anpassas till vätgas. (H₂, 2024)



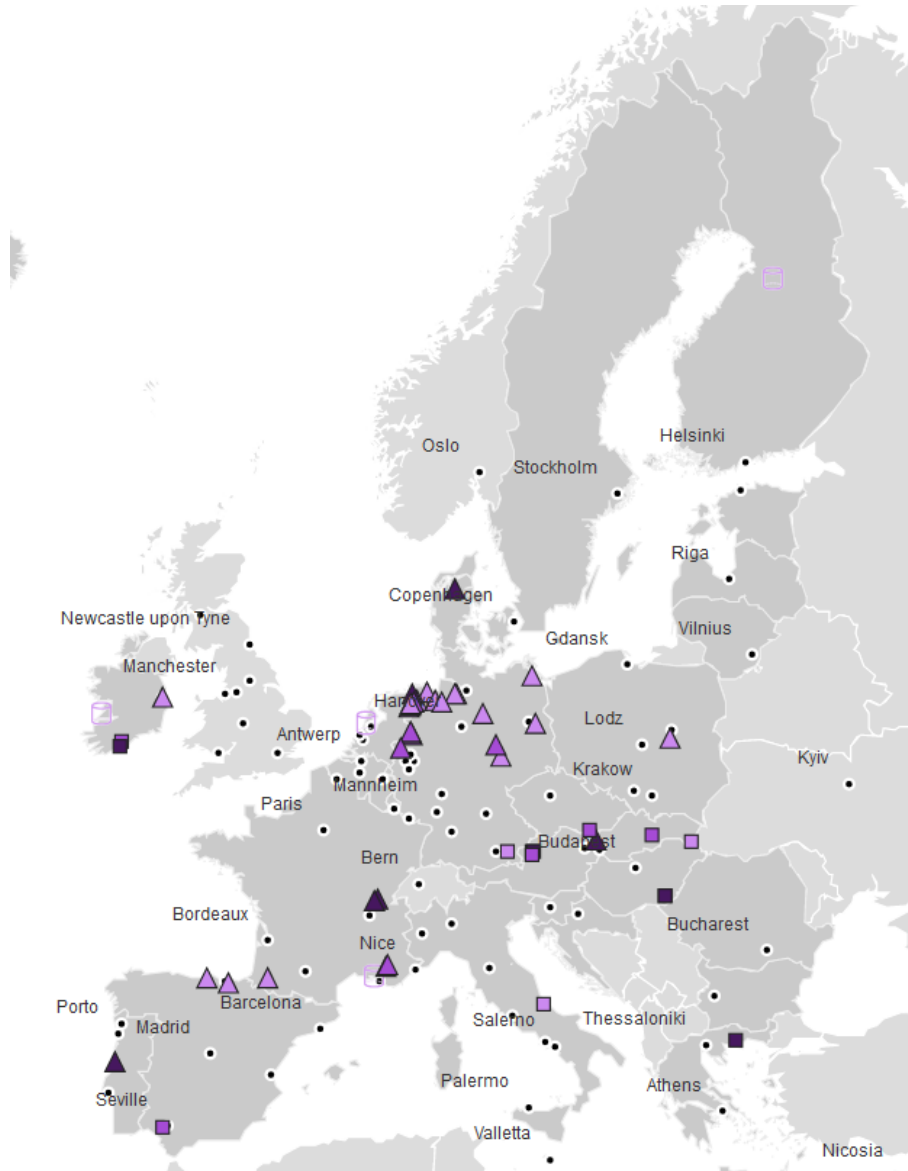
Figur 8. Vätgasinfrastruktur 2030. (H₂, 2024).

Figur 9 visar planerade vätgasanläggningar år 2030. Anläggningarna markeras med orange boll. (H2, 2024)



Figur 9. Vätgasanläggningar 2030. (H2, 2024).

Figur 10 visar planerad vätgaslagring 2030. De ljuslila symbolerna motsvarar ny lagringsplats. De mellanlila visar vätgaslagring vid existerande naturgaslagring där ny lagring planeras. De mörklila symbolerna visar existerande lagring av naturgas där vätgas kommer att lagras. (H₂, 2024)

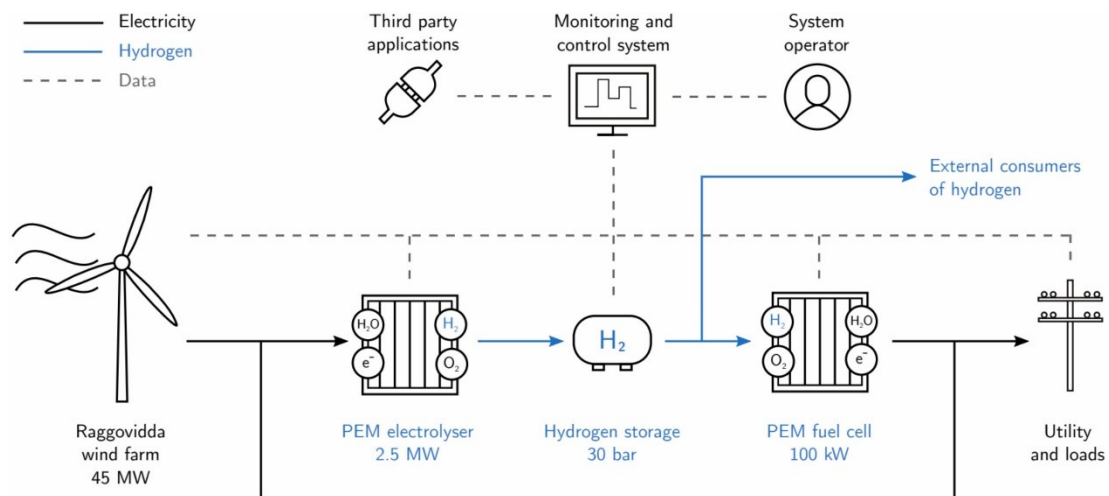


Figur 10. Vätgaslagring 2030. (H₂, 2024).

6 Uppbyggnad av vätgasanläggning

När det finns överskott av förnybar el produceras vätgas med vattenelektrolys. Vätgasen lagras för att när behovet finns omvandlas tillbaka till elektricitet. Vid underskott av elektricitet omvandlas vätgas tillbaka till elektricitet med till exempel bränsleceller. Detta innebär att vätgas kan användas för att balansera tillgång och efterfrågan på el. (Rolo et al. 2024)

Figur 11 visar de olika delarna av en vätgasanläggning. I figuren produceras elektricitet i en vindkraftspark på 45 MW. Vindkraftsparken producerar elektricitet. Elektriciteten används sen för att framställa vätgas i en elektrolysör eller används direkt i elnätet, beroende på tillgång och efterfrågan. Efter att vätgasen har framställts i elektrolysören lagras vätgasen eller distribueras till utomstående kunder. Den lagrade vätgasen omvandlas tillbaka till elektricitet via en bränslecell och på så sätt kan tillgången och efterfrågan på elektricitet styras. (Yue et al., 2021)



Figur 11. Framställning av vätgas från vindkraft. (Yue et al., 2021)

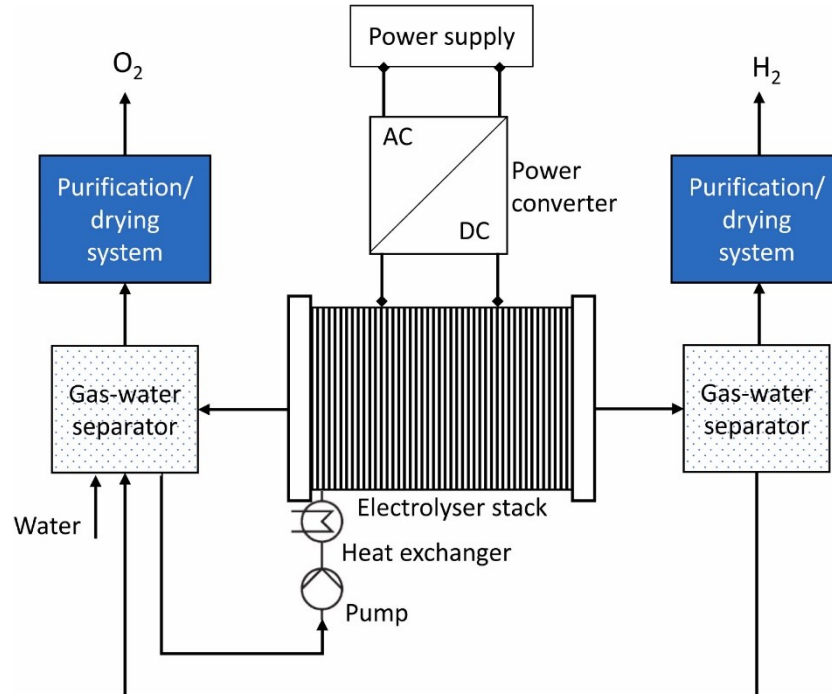
7 Framställning av förnybar vätgas

Det här kapitlet handlar om framställning av förnybar vätgas. Kapitlet behandlar elektrolysör, verkningsgrader vid vätgasframställning och olika vattenelektrolysteknologier.

7.1 Elektrolysör

Elektrolys vid vätgasframställning sker i en elektrolysör. En elektrolysör består av flera elektrolysceller. I elektrolysören seriekopplas elektrolyscellerna för att få högre spänning, varje enskild cell har en spänning på ca 2V. När flera elektrolysörer parallellkopplas ökar kapaciteten och produktion med MW-skala är möjligt. (Yue et al., 2021)

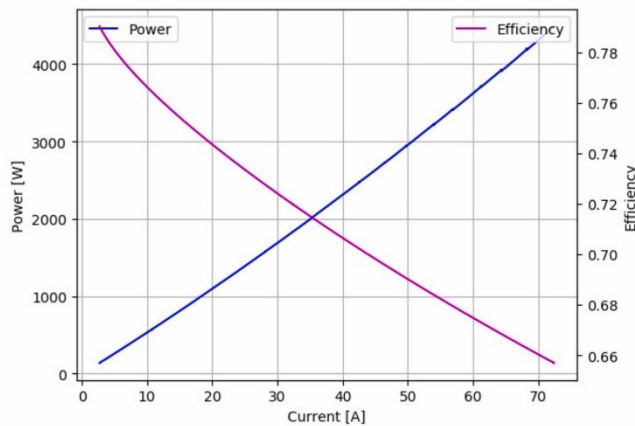
Figur 12 visar hur en elektrolysör fungerar. I elektrolysören framställs vätgas och syrgas. Gaserna leds till olika avskiljare, där gaserna separeras från vatten. Från avskiljaren leds gaserna till ett renings- och torkningssystem där gaserna torkas och renas. Vattnet som separeras från gaserna lagras och pumpas tillbaka till elektrolysören. (Yue et al., 2021)



Figur 12. Elektrolysör. (Yue et al., 2021)

7.2 Verkningsgrad

Figur 13 visar verkningsgraden för en elektrolysör med 33-celler och 5 kW PEM-teknik med en yta på 700 cm². Den blå linjen i diagrammet visar effekt (W) och den lila verkningsgrad. Diagrammet visar att när strömstyrkan ökar, ökar också effekten men samtidigt minskar verkningsgraden. (Yue et al., 2021)



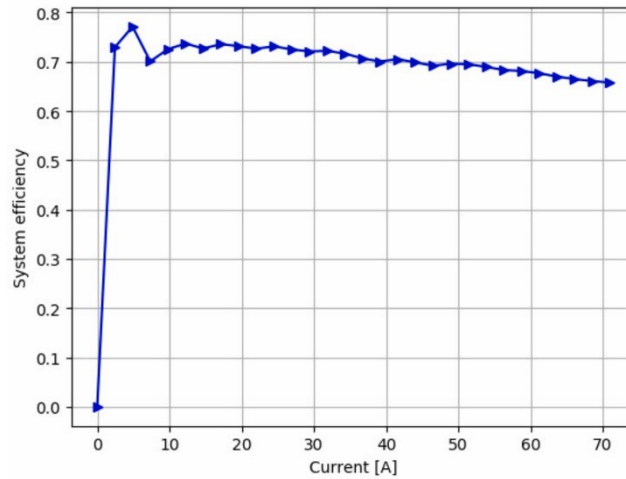
Figur 13. Diagram som visar förhållandet mellan effekt och verkningsgrad. (Yue et al., 2021)

Verkningsgraden för elektrolysör beräknas med formel 2, där η_{EL} är verkningsgraden, n_{cell} är antalet elektrolysceller i elektrolysören, ΔG_f är fri entalpi för vatten och F är Faradays konstant. (Yue et al., 2021)

(2)

$$\eta_{EL} = \frac{E_{rev}}{n_{cell} * V_{cell}} \quad E_{rev} = \frac{-\Delta G_f}{2F}$$

Figur 14 visar verkningsgraden för hela systemet, medan figur 13 ovan visar verkningsgraden för elektrolysören. Figur 14 visar att verkningsgraden minskar när strömmen ökar. (Yue et al., 2021)



Figur 14. Verkningsgrad för hela systemet vid vätgasframställning. (Yue et al., 2021)

Verkningsgraden η_{EL} för vätgasframställning räknas ut med formel 3. Verkningsgraden är förhållandet mellan den maximala värmeenergin (HHV) som uppstår vid framställning av vätgas och den energi som används vid framställningen av vätgas. (Yue et al., 2021)

Formel 3 är en egen översättning från engelska.

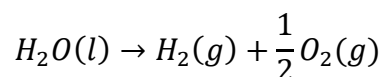
(3)

$$\eta_{EL} = \frac{HHV \left(\frac{\text{kWh}}{\text{kg}} \right) * \text{producerad vätgas (kg)}}{\frac{\text{Tillförd energi till elektrolysör (kWh)}}{\text{Strömkällans verkningsgrad}} + \text{Övriga förluster (kWh)}}$$

7.3 Vattenelektrolys

Vid vattenelektrolys splittras vatten i vätgas och syrgas enligt den kemiska reaktionen i formel 4. Reaktionen är icke-spontan och därför måste energi tillföras, till exempel elektricitet. (Godula-Jopek, 2015)

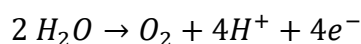
(4)



Elektrolys av vatten innebär att vätgas (H_2) och syre (O_2) produceras genom att vatten splittras. Vattenelektrolysen sker i en elektrolyscell som består av en anod och en katod nedsänkt i en elektrolytlösning eller anod och katod intill ett elektrolytmembran. (Epelle et al., 2022)

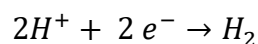
Vid anoden sker en oxidationsreaktion där 2 mol vatten bryts ner till 1 mol syre, 4 väteprotoner (H^+) och 4 fria elektroner (e^-) enligt formel 5 (Epelle et al., 2022).

(5)



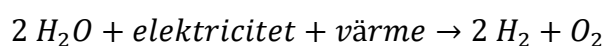
Vid katoden sker en reduktionsreaktion där vätgas bildas. Formel 6 visar reaktionen då 2 väteprotoner och 2 fria elektroner bildar vätgas. (Epelle et al., 2022)

(6)

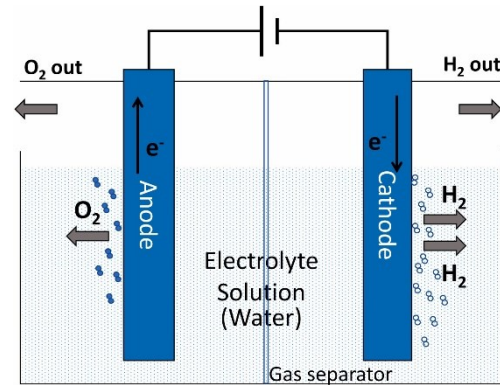


Formel 7 visar den totala kemiska reaktionen vid vattenelektrolys. Elektricitet och värme tillförs så att reaktionen sker. (Epelle et al., 2022)

(7)



Figur 15 visar principen för vattenelektorlys. En strömkälla kopplas till cellen och vid anoden sker en redox reaktion där O_2 bildas och vid katoden sker en oxidationsreaktion och där bildas H_2 . (Zhang et al., 2020)



Figur 15. Principen för vattenelektrolys (Yue et al., 2021)

Uppskattningsvis går det åt cirka 18 liter vatten och 54 kWh elektricitet för att framställa 1 kg vätgas. (Yue et al., 2021)

7.4 Olika vattenelektrolysteknologier

Det här kapitlet berättar om olika tekniker för vattenelektrolys. De olika vattenelektrolysteknologierna Alkaline water electrolysis, Anion Exchange Membrane Electrolysis, Proton Exchange Membrane Water Electrolysis och Solid Oxide Electrolysis förklaras i det här kapitlet.

7.4.1 AWE - Alkaline Water Electrolysis

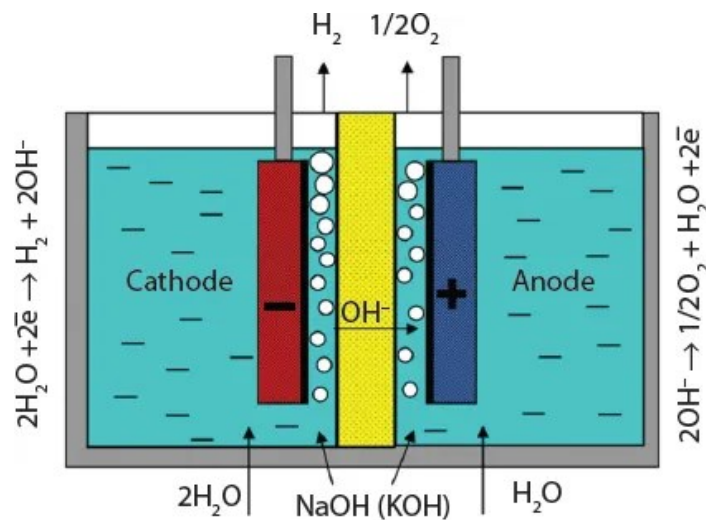
Alkaline Water Electrolysis, AWE, på svenska alkalisk vattenelektrolys, är den äldsta av teknologierna för att producera vätgas och är en välutvecklad teknologi. Processen sker i låga temperaturer, 30–80 °C och med tryck under 30 bar. (Rolo et al. 2024)

AWE är en lämplig metod för storskalig produktion, den har redan länge använts inom industri och i dagsläget är anläggningar med kapacitet på 1 MW möjligt. Kostnaden för AWE är 270 USD/kWh och livslängden för teknologin är ca 90 000 h. En nackdel är att

vätgasen inte blir lika ren som vid de andra metoderna. Effektiviteten för alkalisk vatten-
 elektrolys varierar mellan 50–68 %. Effektiviteten kan förbättras till mer än 70 % om
 temperaturen höjs till 90 °C och trycket höjs till 70 bar. Livslängden för anläggningen
 kan då öka till 100 000 h och storleken på anläggningen till 10 MW. (Rolo et al. 2024)

Elektrolyten vid AWE-teknik består av en koncentrerad alkalisk lösning, antingen $5 \frac{\text{mol}}{\text{dm}^3}$
 kaliumhydroxid (KOH) eller $5 \frac{\text{mol}}{\text{dm}^3}$ natriumhydroxid (NaOH). Katoden och anoden be-
 står av nickelbelagt rostfritt stål och separeras i elektrolyten av ett diafragma av zirkoni-
 umdioxid (ZrO₂). Diafragnet ser till bland annat att vätgas och syrgas inte mixas. Vid
 anoden fås syre och vid katoden vätgas. (Rolo et al. 2024)

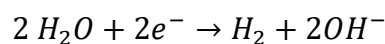
Figur 16 visar elektrolysen som sker vid AWE-elektrolys. Första delreaktionen sker vid
 katoden där vätgas bildas, sen rör sig hydroxidjonerna till anoden där syrgas och vatten
 bildas. (Sankir & Sankir, 2017)



Figur 16. Vätgasframställning med AWE. (Sankir & Sankir, 2017)

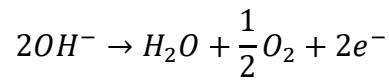
Formel 8 visar oxidationsreaktionen som sker vid katoden med AWE-elektrolys (Zhang
 et al., 2020). Då 2 mol vattnet reagerar med 2 mol alkalisk lösning fås 1 mol vätgas och
 2 hydroxidjoner (Rolo et al., 2024).

(8)



Formel 9 visar reduktionsreaktionen som sker vid anoden vid AWE-elektrolys (Zhang et al., 2020). De återstående 2 hydroxidjonerna bildar vid anoden 1 mol vatten, ½ mol syre och 2 fria elektroner (Rolo et al., 2024).

(9)

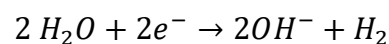


7.4.2 AEM – Anion Exchange Membrane Electrolysis

Anion Exchange Membrane Electrolysis, AEM, är en relativt ny teknologie som introducerades år 2012. Processen för AEM liknar AWE, den största skillnaden är att diafragmat har blivit ersatt med ett membran. Teknologin har några fördelar jämfört med AWE, metallerna som används i elektrolyscellen är mindre kostsamma och det är möjligt att använda en elektrolyt med lägre koncentration. Elektrolyten, kaliumhydroxid (KOH), som används vid AEM har koncentrationen $1 \frac{mol}{dm^3}$. (Rolo et al. 2024)

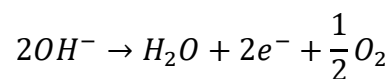
Formel 10 visar den kemiska oxidationsreaktionen vid katoden för AEM-elektrolys, vilken är samma som för AWM-elektrolys (Zhang et al., 2020).

(10)



Formel 11 visar reduktionsreaktionen vid anoden för AEM-elektrolys, som är samma som vid AWE-elektrolys (Zhang et al., 2020).

(11)



Processen vid AEM-elektrolys sker vid temperaturer mellan 40–60 °C och ett tryck lägre än 35 bar. AEM producerar renare vätgas än AWE. I dagsläget förekommer AEM-elektrolys endast som prototyp. Livslängden har hittills varit mer än 5000 h och effekten på anläggningen 2,5 kW. Effektiviteten har varierat mellan 52–67 %. Effektiviteten kan förbättras till mer än 75 % genom att höja temperaturen till 80 °C och trycket till 70 bar.

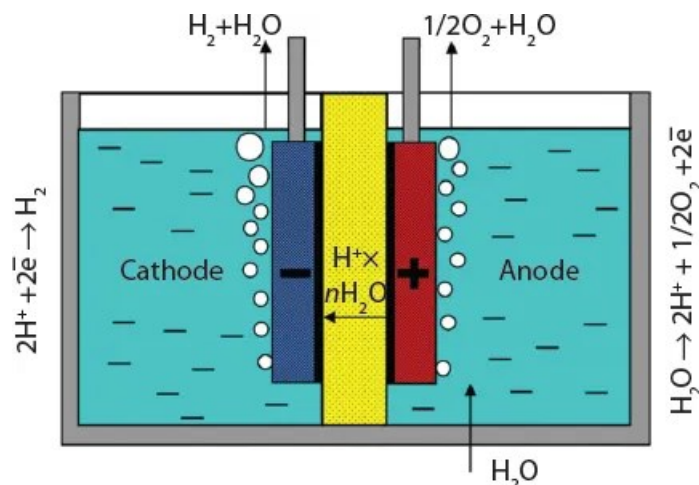
Livslängden förväntas då öka till 100 000 h och totaleffekten till 2 MW. Då tekniken är i prototypstadiet saknas uppskattade kostnader. (Rolo et al. 2024)

7.4.3 PEM – Proton Exchange Membrane Water Electrolysis

Proton Exchange Membrane Water Electrolysis, PEM, är en elektrolysteknologi som funnits sedan 1960-talet. PEM är en etablerad teknik som redan används i industrier.

Elektrolysen utförs vid temperaturer mellan 30 – 80 °C och tryck lägre än 30 bar. PEM producerar högre renhet av vätgas jämfört med AWE. PEM är en säkrare teknologi än AWE och har en livslängd på ca 60 000 h och effektivitet som varierar mellan 50 – 65 %. Effektiviteten för en anläggning är högst 1 MW och kostnaden är då 400 USD/kW. Jämfört med AWE har PEM lägre utsläpp, men är samtidigt en dyrare teknik. Effektiviteten förväntas öka till 85 % om temperaturen höjs till 80 °C och tryck till 70 bar. Livstiden för anläggningen förväntas då bli 100 000 – 120 000 h och effekten 10 MW. (Rolo et al. 2024)

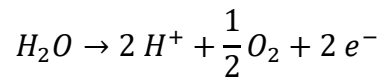
Figur 17 visar anod och katod separerade intill ett membran. Första delreaktionen sker vid anoden där vatten spjälkas till syrgas, väteprotoner och elektroner. Väteprotonerna överförs sen via membranet och elektronerna via strömkretsen till katoden där de bildar vätgas. (Rolo et al. 2024)



Figur 17. Vätgasframställning med PEM. (Sankir & Sankir, 2017)

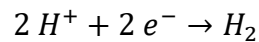
Formel 12 och 13 visar delreaktionerna vid PEM-elektrolys. Formel 12 visar reduktionsreaktionen vid anoden för PEM-elektrolys (Zhang et al., 2020). När reaktionen sker bildar 1 mol vatten 2 väteprotoner, $\frac{1}{2}$ mol syrgas och två fria elektroner (Rolo et al. 2024).

(12)



Formel 13 visar oxidationsreaktionen för katoden vid PEM-elektrolys (Zhang et al., 2020). De 2 väteprotonerna och de 2 fria elektronerna bildar 1 mol vätgas (Rolo et al. 2024).

(13)

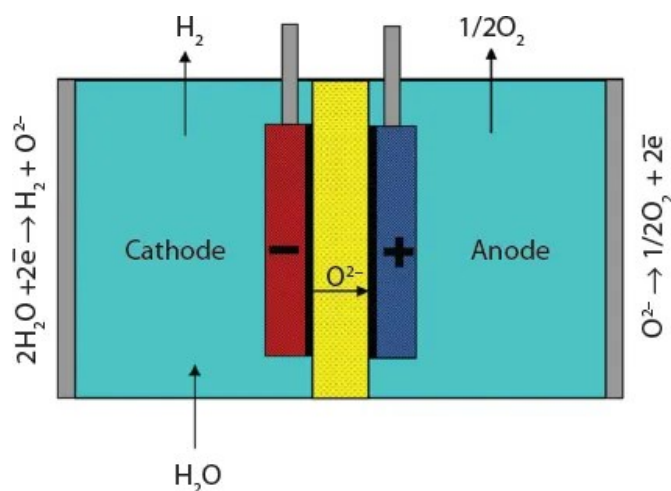


7.4.4 SOEC – Solid Oxide Electrolysis

Solid Oxide Electrolysis, SOEC, är en teknologi som började utvecklas första gången under 1970-talet. Trots att SOEC har funnits nästan lika länge som PEM så är SOEC inte etablerad inom industri och är ännu under utveckling. (Rolo et al. 2024)

Denna metod utförs vid högre temperaturer än de övriga tre, temperaturen är mellan 500 – 800 °C. Vid SOEC används vattenånga vilket innebär att mindre energi går åt och energieffektiviteten ökar. Trycket är 1 bar och effektiviteten varierar mellan 75 – 85 %. Denna metod utvecklas fortfarande och i dagsläget är största effekten för en anläggning 5 kW. Kostnaden för en 1 MW-anläggning beräknas vara över 2000 USD/kW. Livslängden för en anläggning är ca 20 000 h och en fördel som den här metoden har är att ädelmetaller inte behövs. För att höja effektiviteten till minst 85 % behöver temperaturen sänkas till under 600 °C, trycket öka till 20 bar och anläggningen öka till 200 kW. (Rolo et al. 2024).

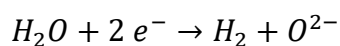
Figur 18 visar vätgasframställning med SOEC. Den höga temperaturen gör att vattnet reduceras till vätgas och oxidjoner vid katoden. Oxidjonerna förflyttat sig via membranet till anoden där de reduceras till syrgas och elektroner. Elektronerna förflyttas sen via strömkretsen till katoden. (Rolo et al. 2024)



Figur 18. Vätgasframställning med SOEC. (Sankir & Sankir, 2017)

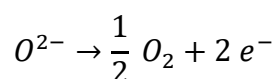
Formel 14 visar oxidationsreaktionen vid SOEC-elektrolys (Zhang et al. 2020). En mol vatten och 2 fria elektroner bildar 1 mol vätgas och 1 oxidjon (Rolo et al. 2024).

(14)



Formel 15 visar reduktionsreaktionen vid SOEC-elektrolys (Zhang et al. 2020). En oxidjon reduceras till ½ mol syrgas och 2 fria elektroner (Rolo et al. 2024).

(15)



8 Lagring av vätgas

Lagring av vätgas går att dela upp i kategorier: lagring under jord, fysisk lagring och materialbaserad lagring. Det här kapitlet berättar om de olika kategorierna. Vätgaslagring möjliggör framställning av vätgas vid överskott av förnybar elektricitet. Samt omvandling av vätgas tillbaka till elektricitet när behov finns. (Rolo et al. 2024)

8.1 Underjordisk lagring

Vid underjordisk lagring vätgas lagras upp till 2000 meter under markytan. Lagring under jord består av tre kategorier, salthålor, akviferer och uttömnda olje- och gasfält.

8.1.1 Salthålor

Vätgas kan lagras i salthålor underjord. Salthålorna finns upp till 2000 meter under markytan, eftersom temperatur och tryck över denna nivå kan leda till instabilitet i hålan. Hålorna töms på salt genom lakning och fylls sedan med vätgas tills hålan är stabil. Vätgasen bildar en skiljevägg mellan berget och den rena vätgasen. För att hålan ska bli tillräckligt stabil för att lagra vätgas, används vätgas för att öka stabiliteten. Vätgasen som stabiliserar hålan tar upp 22 – 33 % av volymen i grottan och kan inte nyttjas för att till exempel producera elektricitet. Detta medför att lagringskapaciteten i grottan är 78 %. (Rolo et al. 2024)

Salthålor är en vanlig metod för lagring av naturgas. Vätgaslagring i salthålor används på fyra ställen: tre i USA och en i Storbritannien. Salthålor som lagringsmetod begränsas av det geografiska läget då inte alla berggrunder är lämpliga. Det finns en risk att vätgasen förorenas när gasen hämtas från lagringen. Lagringsmetoden anses säker. Kostnads kalkyl finns inte, men byggnads- och driftkostnaderna uppskattas vara högre än för utarmade gasfält. (Rolo et al. 2024)

8.1.2 Akviferlager

Gasen lagras i porösa bergarter underjord 500–2000 meter djupt. Akviferer som lagringssmetod är en redan etablerad lagringsmetod för naturgas världen över. Det finns på 82

akviferlager för naturgas världen över, men vätgaslagring i akviferer finns inte ännu. (Rolo et al. 2024)

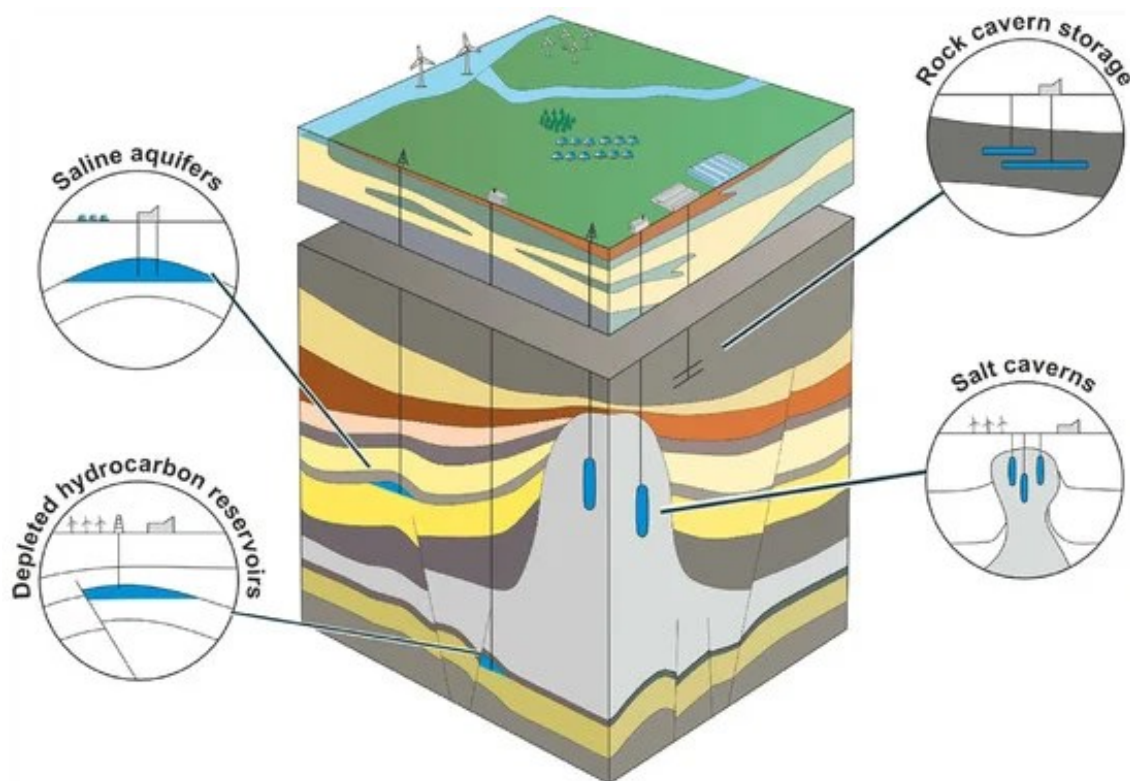
På liknande sätt som salthålorna fylls akviferer med vätgas för att få en skiljevägg mellan berget och den rena vätgasen. Vid akviferlagring använder gasen som stabiliserar grottan 45–80 % av volymen i utrymmet. Stabiliseringen av grottan står för ca 52 % av kostnaderna vid akviferlagring. fördelar vid akviferlagring är att stora mängder gas kan lagras, att lagring till havs är möjligt och risken för läckage är låg. Nackdelen är att det är en lösning med uppskattade höga kostnader, ca 1,29 USD/kg vätgas. (Rolo et al. 2024)

8.1.3 Uttömnda olje- och gasfält

Lagring i uttömnda olje- och gasfält kan ses som en undergrupp till akviferer då vätgasen lagras i porösa bergarter under jord. Även den här lagringsmetoden används redan för naturgas men har ännu inte testats för vätgas. I den här lagringsmetoden används 50–60 % av volymen till en skiljevägg. Detta är lägre än akviferlagring, vilket medför att uttömnda olje- och gasfält är mera kostnadseffektivt. (Rolo et al. 2024)

Det ideala djupet för lagring i uttömnda olje- och gasfält är 2000 meter. fördelarna med lagringsmetoden är att det redan finns befintlig infrastruktur. Samt att den geografiska tillgängligheten är utbredd och lagringen använder en lägre nivå av gas för att stabilisera grottan. Detta medför att den här metoden är det förmånligaste alternativet för vätgaslagring. Den uppskattade kostnaden är 1,19 USD/kg vätgas. (Rolo et al. 2024)

Figur 19 visar fyra olika sätt att lagra vätgas under jorden. De tre vanligaste är akviferer, uttömda olje- och gasfält och salthålor.



Figur 19. Underjordisklagring av vätgas. (Rolo et al. 2024)

8.2 Fysisk lagring

De fysiska lagringsmetoderna består av komprimerad vätgaslagring, flytande vätgaslagring och kryo-komprimerad vätgaslagring. Fysisk lagring av vätgas är det vanligaste sättet att lagra vätgas.

8.2.1 Komprimerad vätgaslagring

Komprimerad vätgas lagras i högtrycksbehållare. Det är den vanligaste metoden vid fysiks lagring av vätgas och står för 80 % av lagringen. Komprimeras vätgas (CGH_2) används i olika industrier som till exempel ammoniakproduktion, inom medicin och metallproduktion. Komprimerad vätgas kan även ersätta naturgas vid förbränning och värmeproduktion. Högtrycksbehållarna som används delas in i fem kategorier enligt materialet de består av. Materialet består av bara metall eller metall och komposit. Komprimerad

vätgas som ett alternativ till bränsle för fordon beräknas kosta mellan 15–100 USD/kWh. (Rolo et al. 2024)

8.2.2 Flytande vätgaslagring

Flytande vätgaslagring är vanligt inom luft- och rymdtillämpningar och används som bränsle i rymdfarkoster. Flytande vätgas (LH₂) lagras i behållare av rostfritt stål eller aluminium men är inte lämpligt för långtidslagring då 1,5–3 % avdunstar dagligen. Kostnaden för flytande vätgaslagring varierar beroende på kapaciteten och blir lägre när kapaciteten är högre. För 4300 kg är kostnaden 167 USD/kg och för 100 kg är kostnaden 386 USD/kg. (Rolo et al. 2024)

8.2.3 Kryo-komprimerad vätgaslagring

Kryo-komprimerat väte (C₂H₂) fås genom att komprimera vätgasen vid låga temperaturer. Lagringsdensiteten är 80 g/liter, vilket är högre än för vätgas i flytande eller gasform. Den höga lagringsdensiteten resulterar i säker lagring av vätgas. Kryo-komprimerad vätgas anses vara lämpligt för fordon, då räckvidden är jämförbar med bensindrivna fordon. För att lagra kryo-komprimerad vätgas krävs en behållare som klarar högt tryck och låga temperaturer. Behållaren som vätgasen lagras i består av två skal i olika material. Det inre skalet, vilken är behållaren där vätgasen förvaras, består av kolfiberkomposit. Det yttre skalet består av rostfritt stål eller aluminium. Kostnaden för kryo-komprimerad vätgas är 4,8 USD/kg. (Rolo et al. 2024)

8.3 Materialbaserad lagring

Vätgas kan även lagras i fasta material, och delas in i adsorption, metallhydrider och vätskeorganiska vätebärare. Materialbaserad lagring har högre lagringskapacitet och är säkrare än fysisk lagring och anses därför vara en långsiktig och hållbar lagringsmetod (Rolo et al. 2024).

8.3.1 Adsorption

Lagring med adsorption innebär att vätgasmolekyler binds till ytan på fasta material. Det är en reversibel process, vilket innebär att vätgasen kan avges när det behövs. Material

som kan användas för vätgasadsorption är kolbaserade material, zeoliter, metallorganiska ramverk och organiska polymerer. Lagringskapaciteten beror på hur poröst materialet är, ytrea och driftsförhållanden. Metoden är kostsam och energikrävande då låga temperaturer på -196 °C krävs för att kunna lagra vätgas. (Rolo et al. 2024)

8.3.2 Metallhydrider

En metallhydrid är en kemisk förening mellan väte och en metall. Vätkäsen lagras på metallytan genom absorption. Lämpliga metaller för hydrider är palladium, magnesium, lantan och aluminium. Nackdelar med lagringsmetoden är att det krävs en större mängd energi när vätkäsen avges och att absorptionen av vätkäsen är långsam. Fördelarna är att vätkäsen har hög renhet och få oavsiktliga utsläpp. (Rolo et al. 2024)

8.3.3 Vätskeorganiska vätebärare

Lagring med vätskeorganiska vätebärare är en inte ännu fullt utvecklad metod och används därför inte. Det är en lovande metod då den förväntas bli en säker och förmånlig lagringsmetod. Metoden binder väte kemiskt och vätkäsen kan lagras som vätska eller i fasta ämnen. (Rolo et al. 2024)

9 Resultat och sammanfattning

I det här kapitlet behandlas resultaten i arbetet. Forskningsfrågorna som besvaras i det här kapitlet är:

- Vad är syftet med vätgasanläggningar i Europa?
- Hur framställs förnybar vätgas?
- Hur effektiv är förnybar vätgasframställning?

9.1 Befintliga vätgasanläggningar i Europa och deras syfte

År 2023 fanns det 74 vätgasanläggningar med en total kapacitet på 185 MW, vilket motsvarar cirka 0,2 GW. Fler anläggningar är under uppbyggnad och till slutet av 2025 kommer anläggningarnas totala kapacitet att motsvara ungefär 1,4 GW. Enligt EU:s vätgasstrategi ska vätgasanläggningarna från förnybara källor i EU år 2024 ha en total kapacitet på 6 GW. (European Hydrogen Observatory, 2024b)

I Finland planeras fyra vätgasinfrastrukturer. Nordic Hydrogen Route ska binda samman vätgasinfrastrukturen mellan Sverige och Finland (Gasgrid, 2024d). Baltic Sea Hydrogen Collector som kommer att binda samma Sverige och Finland med Centraleuropa via havsbaserade vätgasledningar (Gasgrid, 2024a). Nordic-Baltic Hydrogen Corridor kommer att gå genom Estland, Lettland, Litauen och Polen till Tyskland (Gasgrid, 2024c). Mellan Joutseno och Imatra byggs en 23 kilometer lång vätgasledning för att undersöka vätgasinfrastruktur i Finland (Gasgrid, 2024b).

De vätgasanläggningar som planeras i Finland planeras att byggas i Vasa, Uleåborg, Lovisa, Karleby, Kristinestad, Kotka, Joensuu, Nådendal och Åland. De planerade anläggningarnas kapacitet varierar mellan 40 – 300 MW. I Harjavalta har det byggts en anläggning som planeras att tas i bruk 2024 och till 2031 förväntas kapaciteten nå 1 GW (P2X Solutions, 2024b; Sunfire, 2024).

9.2 Olika teknologier för framställning av förnybar vätgas

Förnybar vätgas framställs genom olika elektrolysteknologier, de olika teknologierna är AWE (Alkaline water electrolysis), PEM (Proton Exchange Membrane Water Electrolysis), AEM (Anion Exchange Membrane Electrolysis) och SOEC (Solid Oxide Electrolysis).

AWE används för storskalig produktion. Temperaturen för elektrolysen vid AWE är 30–80 °C och trycket under 30 bar. Vid AWE separerar diafragmat elektroderna från varandra. Elektrolyten består av en 5 M alkalisk lösning. Kostnaden är 250 USD/kW och livslängden 90 000 h. (Rolo et al. 2024)

PEM används vid storskalig produktion. Temperaturen för PEM är 30 – 80 °C och trycket under 30 bar. Elektroderna är placerade intill membranet på varsin sida. Vid PEM används inte elektrolyt. Kostnaden är 400 USD/kW och livslängden 60 000 h. (Rolo et al. 2024)

Temperaturen för AEM varierar mellan 40–60 °C och trycket lägre än 35 bar. AEM har ett membran som separerar elektroderna. Elektrolyten består av 1 M alkalisk lösning. Uppskattade kostnader saknas då teknologin är i prototypstadiet. Livslängden har mätts till mer än 5000 h. (Rolo et al. 2024)

Vid SOEC varierar temperaturen mellan 500 – 800 °C och trycket motsvarar 1 bar. Vid SOEC är elektroderna placerade på varsin sida av ett membran. Elektrolyt och ädelmetaller används inte vid SOEC. Kostnaden är 2000 USD/kW och livslängden 20 000 h. SOEC utvecklas fortfarande. (Rolo et al. 2024)

9.2.1 Lagring av vätgas

Det finns tre olika sätt att lagra vätgas, underjordisk lagring, fysisk lagring och materialbaserad lagring.

Vid underjordisk lagring lagras vätgasen i salthålor, akviferer eller uttömda olje- och gasfält. Vätgasen lagras då 500 – 2000 meter under markytan. (Rolo et al. 2024)

Fysisk lagring består av komprimerad vätgaslagring, flytande vätgaslagring och kryokomprimerad vätgaslagring, vätgasen lagras ovan jord. Komprimerad vätgas lagras i högttryckbehållare. Flytande vätgas lagras i behållare av rostfritt stål eller aluminium. Detta alternativ är inte lämpligt för långtidslagring då 1,5–3 % avdunstar dagligen. Kryokomprimerad vätgas lagras i en behållare av två skal i olika material. Det inre skalet av behållaren består av kolfiberkomposit och det yttre av rostfritt stål eller aluminium. (Rolo et al. 2024)

Materialbaserad lagring delas in i adsorption, metallhydrider och vätskeorganiska vätebärare. Vid adsorption lagras vätgasmolekyler på ytan till fasta material. Vid lagring med metallhydrider adsorberas vätgasmolekylerna till en metallyta. Vätskeorganiska vätebärare binder väte kemisk och vätgasen lagras som vätska eller i fasta ämnen, denna lagringsmetod behöver utvecklas ytterligare för att kunna tillämpas. (Rolo et al. 2024)

9.3 Effektivitet vid förnybar vätgasframställning

Effektiviteten för de olika teknologierna varierar. Effektiviteten vid AWE är 50–68 %. Effektiviteten kan höjas till mer än 70 % genom att temperaturen höjs till 90 °C och tryck till 70 bar. Livslängden för anläggningen kan då öka till 100 000 h. (Rolo et al. 2024)

Effektiviteten för PEM är 50–65 %. Genom att temperaturen till 80 °C och tryck till 70 bar kan effektiviteten höjas till 85 %. Livslängden för anläggningen förväntas då bli större än 100 000 h. (Rolo et al. 2024)

Vid AEM varierar effektiviteten mellan 52–75 %. Effektiviteten kan höjas till mer än 75 % om temperaturen höjs till 80 °C och tryck till 70 bar. Livslängden kan då öka till 100 000 h. (Rolo et al. 2024)

Effektiviteten vid SOEC varierar mellan 75–85 %. För att öka effektiviteten till minst 85 % måste temperaturen sänkas till under 600 °C och trycket öka till 20 bar. Anläggningen behöver också öka till minst 200 kW. (Rolo et al. 2024)

10 Diskussion

EU:s vätgasmål till 2030 är vätgasanläggningar med total kapacitet på 40 GW, med delmålet 6 GW till 2024. För tillfället finns det 74 förnybara vätgasanläggningar och 39 under uppbyggnad som förväntas vara klara till 2025. Det innebär att vätgasanläggningarna 2025 kommer att ha en total kapacitet på ca 1,4 GW, vilket är långt från 2024 års mål.

I Finland planeras det flera förnybara vätgasanläggningar. I det här arbetet har 10 presenterats, varav en redan är färdigt byggd men ej ännu i drift. Av de 9 anläggningar som är i planeringsstadiet, är det endast anläggningen i Vasa som hittills har fått miljötillstånd beviljat. Anläggningarna i Finland planeras vardera ha en kapacitet på mellan 40–300 MW, vilket motsvarar EU:s vätgasmål på 40 MW till 2030.

I resultatet presenteras fyra olika teknologier för vattenelektrolys. Den effektivaste samt dyraste teknologin är SOEC. För att kostnaderna för SOEC ska bli lägre behöver effektiviteten höjas ytterligare, detta kan göras genom att temperaturen sänks och trycket höjs. I resultatet kommer det fram att AWE har lägsta kostnader och lägsta effektivitet.

I materialet kommer det fram att vätgasens renhet varierar beroende på vilken teknologi som används. Vätgas producerad med AWE har lägst renhet av de olika teknologierna, men det kommer inte fram entydigt vilken påverkan vätgasens renhet har och vad renheten innebär. Även vattnets renhet vid framställningsprocessen kan påverka produktionen av vätgas, men hur den påverkar kommer inte entydigt fram av materialet.

Det har varit svårt att hitta material om effektivitet vid vätgasframställning ur den tekniska synvinkeln, därför har enbart en källa använts som berör det tekniska. De material som finns behandlar enbart de kemiska processerna. Det har också varit utmanande att hitta material som förklarar hur verkningsgrader beräknas vid vätgasframställning. På grund av det finns så lite material om verkningsgrader så har det inte gått att jämföra materialet om verkningsgrader. I kapitel 4 som behandlar vätgasanläggningar i Finland har nationella tidskrifter använts som källa på grund av författarens språkkunskaper.

Då effektiviteten endast är angiven i ett span om 10 % hade det varit intressant att ha fler källor för att få reda på varför spannet är så stort. Det hade också varit intressant att jämföra olika källor för att bekräfta att effektiviteten stämmer.

För fortsatt uppföljning av arbetet kan man efter några år följa upp hur situation för vätgasanläggningar i Europa och Finland ser ut. Om de olika anläggningarna har börjat byggas och vilka teknologier som används i de olika anläggningarna. När det finns flera anläggningar och teknologier i användning ökar forskningen kring ämnet, vilket ger mer tekniskt material till att utföra liknande arbeten som detta.

Källor

- Bairrão, D., Soares, J., Almeida, J., Franco, J. F., & Vale, Z. (2023). Green Hydrogen and Energy Transition: Current State and Prospects in Portugal. *Energies*, 16(1). <https://doi.org/10.3390/en16010551>
- Epelle, E. I., Desongu, S. K., Obande, W., Adeleke, A., A., Ikubanni, P. P., Okolie, J., A., & Gunes, B. (2022). A comprehensive review of hydrogen production and storage: A focus on the role of nanomaterials. *International journal of hydrogen energy*, 47(47), 20398–20431. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.227>
- EUR-Lex. (12 januari 2024). Europeisk klimatlag. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=LEGISSUM:4536626>
- European Commission. (18 januari 2024a). *Hydrogen*. https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en
- European Commission. (10 januari 2024b). Renewable energy targets. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en?prefLang=sv
- European Hydrogen Observatory. (18 januari 2024a). *EU Hydrogen Strategy under the EU Green Deal*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/eu-policy/eu-hydrogen-strategy-under-eu-green-deal>
- European Hydrogen Observatory. (29 januari 2024b). *Hydrogen Production and Consumption Projects*. <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/projects-and-valleys/hydrogen-production-and-consumption-projects>
- Europeiska kommissionen. (24 januari 2024). *MEDDELANDE FRÅN KOMMISSIONEN TILL EUROPAPARLAMENTET, RÅDET, EUROPEISKA EKONOMISKA OCH SOCIALA KOMMITTÉN SAMT REGIONKOMMITTÉN om EU:s vätegasbank*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0156&qid=1706516053711>
- Flexens. (8 mars 2024). *Project portfolio*. <https://flexens.com/project-portfolio/>
- Fortum. (8 mars 2024). *Fortum plans to pilot hydrogen production in Finland*. <https://www.fortum.com/media/2023/06/fortum-plans-pilot-hydrogen-production-finland>
- Gasgrid. (20 februari 2024a). *Finland till världens mest attraktiva väteekonomiska land*. <https://gasgrid.fi/sv/utveckling/finland-till-varldens-mest-attraktiva-vateekonomiska-land/>

- Gasgrid. (20 februari 2024b). *Joutseno-Imatra vätgasinfrastukturprojekt*. <https://gasgrid.fi/sv/projekten/joutseno-imatra-projekt/>
- Gasgrid. (26 februari 2024c). *Nordic-Baltic Hydrogen Corridor*. <https://gasgrid.fi/sv/projekten/nordic-baltic-hydrogen-corridor/>
- Gasgrid. (26 februari 2024d). *Nordic Hydrogen Route*. <https://gasgrid.fi/sv/projekten/nordic-hydrogen-route-sv/>
- Genovese, M., Schlüter, A., Scionti, E., Piraino, F., Corigliano, O., & Fragiacomio, P. (2023). Power-to-hydrogen and hydrogen-to-X energy systems for the industry of the future in Europe. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(44), 16545-16568. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.194>
- Godula-Jopek, A. (2015). *Hydrogen Production: by Electrolysis*. Wiley-VHC.
- Green North Energy. (28 mars 2024a). *Green North Energy completes green hydrogen and ammonia production concept – project triples in size*. <https://www.green-north.energy/en/news/green-north-energy-completes-green-hydrogen-and-ammonia-production-concept-project-triples-in-size/>
- Green North Energy. (28 mars 2024b). *Green North Energy to replicate its Business Finland-funded hydrogen plant concept in Pori and Kemi – aiming for Finland's self-sufficiency in ammonia production*. <https://www.green-north.energy/en/news/green-north-energy-to-replicate-its-business-finland-funded-hydrogen-plant-concept-in-pori-and-kemi-aiming-for-finlands-self-sufficiency-in-ammonia-production/>
- H₂. (30 januari 2024). *Hydrogen Infrastructure Map*. <https://www.h2inframap.eu/#map>
- Hydrogen Europe. (2021). *Hydrogen - enabling a zero-emission society*. https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2021/11/HE_Hydrogen_Report_2021_FINAL.pdf
- Koivisto, K. (21 januari 2023). Byggstart för första anläggningen för grönt väte. *Hufvudstadsbladet*. <https://www.hbl.fi/artikel/92eec3c1-5135-4120-8edd-b934f5503c67>
- Naturvårdsverket. (13 februari 2024). *Koldioxidavskiljning och lagring (CCS)*. <https://www.naturvardsverket.se/om-miljoarbetet/miljoarbete-i-eu/koldioxidavskiljning-och-lagring/>
- Oulun energia. (8 mars 2024). *Oulu Energy plans a 100 MW hydrogen plant in Oulu, Finland*. <https://www.ouluenergia.fi/en/news/2--2024/Oulu-Energy-plans-a-100-MW-hydrogen-plant-in-Oulu-Finland/>
- OX2. (11 mars 2024a). *EnergiPark Hellesby*. <https://www.ox2.com/sv/aland/projekt/energipark-hellesby/>

- OX2. (11 mars 2024b). *Energipark Möckelö*. <https://www.ox2.com/sv/aland/projekt/energipark-mockelo/>
- OX2. (11 mars 2024c). *Långnäs: Mega Grön Hamn*. <https://www.ox2.com/sv/aland/projekt/langnas-mega-gron-hamn/>
- P2X Solutions. (8 mars 2024a). *P2X Solutions and Savon Voima study the possibility of green hydrogen and e-fuels production in Joensuu*. <https://p2x.fi/en/p2x-solutions-and-savon-voima-study-the-possibility-of-green-hydrogen-and-e-fuels-production-in-joensuu/>
- P2X Solutions. (8 mars 2024b). *P2X Solutions' hydrogen plant in Harjavalta reached its rooftop height*. <https://p2x.fi/en/p2x-solutions-hydrogen-plant-in-harjavalta-reached-its-rooftop-height/>
- Regionförvaltningsverket. (8 mars 2024). *Vedyn valmistuksen ja energiatuotantolaitoksen ympäristölupahakemus sekä toiminnan aloittamislupa, Vaasa*. <https://ylupa.avi.fi/sv-FI/asia/2461637>
- Rengas. (11 mars 2024). *Clean Power-to-Gas fuel production and CO2-free district heating plant planned in Kotka*. <https://ren-gas.com/en/projekti/kotka-2/>
- Rolo, I., Costa, V. A. F., & Brito, F. P. (2024). Hydrogen-Based Energy Systems: Current Technology Development Status, Opportunities and Challenges. *Energies*, 17(1). <https://doi.org/10.3390/en17010180>
- Sankir, M., & Sankir, N. D. (2017). *Hydrogen Production Technologies*. Wiley-Scrivener.
- Sunfire. (8 mars 2024). *Sunfire successfully installs first industrial-scale electrolysis plant in Finland*. <https://www.sunfire.de/en/news/detail/sunfire-successfully-installs-first-industrial-scale-electrolysis-plant-in-finland>
- Uniper. (13 februari 2024). *Vätgas*. <https://www.uniper.energy/sv/sverige/om-uniper-i-sverige/vatgas-i-sverige>
- Vivanco-Martín, B., & Iranzo, A. (2023). Analysis of the European Strategy for Hydrogen: A Comprehensive Review. *Energies*, 16(9). <https://doi.org/10.3390/en16093866>
- Volvo. (6 mars 2024). *Vätgas: ett drivmedel för framtidens marknader*. <https://www.volvogroup.com/se/sustainable-transportation/sustainable-solutions/hydrogen-fuel-cells.html#accordion-87e731b4e6-item-5b413b3f81>
- Yle. (8 mars 2024a). *Nu blir det vätgas i Vasa – EPV får miljö tillstånd för ny anläggning*. <https://svenska.yle.fi/a/7-10051741>
- Yle. (8 mars 2024b). *Ny fabrik för 500 miljoner planeras i Karleby – ska producera vätgas och ammoniak*. <https://svenska.yle.fi/a/7-10022991>

- Yle. (11 mars 2024c). *Statligt miljonregn över vätgasanläggning i Kristinestad: "Bevis på att vi har ett bra projekt"*. <https://svenska.yle.fi/a/7-10047476>
- Yle. (11 mars 2024d). *Vätgasanläggningen i Kristinestad på god väg: "Vi har redan en köpare för slutprodukten"*. <https://svenska.yle.fi/a/7-10022379>
- Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., & Hissel, D. (2021). Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 146(). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>
- Zhang, L., Zhao, H., Wilkinson, D. P., Sun, X., & Zhang, J. (2020). *Electrochemical Water Electrolysis: Fundamentals and Technologies*. CRC Press.