

Tekniska möjligheter och lönsamheten med att utnyttja syrgas från elektrolys

Robert Köhler

Diplomarbete

Handledare: Prof. Margareta Björklund-Sänkiaho

Examinator: Prof. Margareta Björklund-Sänkiaho

Energiteknik, Vasa

Magistersprogram i kemi- och processteknik

Fakulteten för naturvetenskaper och teknik

Åbo Akademi

Januari, 2024

ABSTRAKT

Behovet av att minska på utsläpp av växthusgaser stiger då länder runtom världen försöker få bukt på klimatförändringarna och den stigande medeltemperaturen för jorden. Som reaktion till detta börjar allt flera industrier söka grönare alternativ till sina produktionskedjor. Förnybara energikällor blir allt vanligare och med dessa har nu börjat kopplas produktion av vätgas, även kallad grön vätgas. Vätet kan användas till olika saker som energilagringsform och inom diverse industrier som ett hjälpande steg mot koldioxidneutralitet. Produktionen av vätet kan ske genom elektrolys, detta är då vatten (H_2O) spjälks till dess komponenter vätgas (H_2) och syrgas (O_2) med hjälp av en elektrolysör som drivs av elektricitet. Syrgas producerad från elektrolys av vatten har hittills setts som en biprodukt med litet till inget värde, och har därför inte använts till mycket och blir oftast utsläppt till atmosfären.

Syftet med detta examensarbete var att undersöka användningsområden och behovet av syrgas genom en litteraturstudie, samt att se hurudan ekonomisk inverkan utnyttjandet av syrgasen kan ha med en tekno-ekonomisk analys. Analysen gjordes på en fiktiv 1 megawatts vätgasanläggning. Litteraturstudien gjordes genom systematisk sökning från ett antal portaler. Beräkningarna som gjordes grundar sig i data på driftkostnader, och kapitalutgifter från tidigare liknande forskningar.

Litteraturstudien granskade ett antal tidigare forskningar som gjorts inom användningen av syrgas producerad från elektrolys av vatten, och fann att användningsområden som kunde utnyttja eller har behov av denna är bland annat energilagring, förbränning, vattenrening, vattenbruk, medicinskt syre samt användning inom diverse industrier såsom massa- och pappersindustri, stålindustri, gruvdrift och metallraffinering. En tekno-ekonomisk analys gjordes på syrgasens inverkan på LCOH-värdet på vätgas som producerats med vattenelektrolys, och resultatet visar att försäljning av syrgasen kan i vissa fall hjälpa sänka priset på den producerade vätgasen.

Nyckelord: Vattenelektrolys, vätgasproduktion, syrgasproduktion, LCOH

ABSTRACT

The need to reduce greenhouse gas emissions increases as countries around the world are trying to work together to battle climate change. Industries are now seeking greener alternatives to their production chains, and renewable energy sources are being utilized to a higher degree. Production of hydrogen with renewable energy sources, so called green hydrogen is being used as a step towards net zero emissions by using it for energy storage and in various industries. Green hydrogen can be produced by water electrolysis, this is when water (H_2O) is split into its components hydrogen (H_2) and oxygen (O_2) using an electrolyser. Oxygen produced by water electrolysis is seen as a by-product with little to no value, therefore it is usually not utilized.

One aim of this thesis was to research the need for oxygen in different industries and look for potential applications that could utilize the by-product oxygen, this was done through a literature review. The second one was to determine the economic effects of utilizing by-product oxygen using a techno-economic analysis of a fictional 1-megawatt hydrogen production plant.

The literature review was done using systematic searches through a couple search engines. The calculations that were made were based on data of operational expenses and capital expenditure from previous similar research.

The literature review was done on several previous research looking at the utilization of by-product oxygen from water electrolysis and found that it can be used in applications like energy storage, oxy-fuel combustion, water treatment, aquaculture, medicinal oxygen and in various industries such as pulp and paper industry, steel industry, mining and metal refining industries. The techno-economic analysis looked at the impact that utilization of by-product oxygen had on the values of levelized cost of hydrogen (LCOH) for hydrogen produced by water electrolysis. The results show that selling of the oxygen can in some cases have a positive effect by lowering the LCOH of the produced hydrogen.

Key words: Water electrolysis, hydrogen production, oxygen production, LCOH

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

ABSTRAKT	I
ABSTRACT	II
INNEHÅLLSFÖRTECKNING	III
TILLKÄNNAGIVANDE.....	IV
LISTA PÅ SYMBOLER OCH FÖRKORTNINGAR	V
1 INLEDNING	1
1.1 Mål.....	1
1.2 Avgränsningar.....	2
2 TEORI	3
2.1 Vätgasens färgkoder	3
2.2 Teknologier för vattenelektrolys.....	5
2.2.1 Alkalisk vattenelektrolys.....	6
2.2.2 Protonledande membran vattenelektrolys	7
2.2.3 Fastoxids-vattenelektrolys.....	8
2.3 Vätgasmarknadsplaner i Finland	11
3 MATERIAL OCH METODER.....	13
3.1 Litteraturstudie.....	13
3.2 Scenario för tekno-ekonomiska analysen	13
3.3 Tekno-ekonomisk analys	14
4 RESULTAT.....	18
4.1 Litteraturstudie.....	18
4.2 Tekno-ekonomisk analys	25
5 DISKUSSION	28
6 SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER.....	30
KÄLLFÖRTECKNING	32

TILLKÄNNAGIVANDE

Rubriken för detta diplomarbete föreslogs åt mig av professor Margareta Björklund-Sänkiaho vid Åbo Akademi, arbetet är skrivet på eget initiativ men grunderna till denna forskning kommer från mitt arbete som projektassistent för Hydrogen Backbone projektet vid Åbo Akademi under våren 2023.

Tack till Sofia Frilund och min familj för stöd och uppmuntrande under skrivprocessen.

Tack till min handledare professor Margareta Björklund-Sänkiaho vid Åbo Akademi, som gett tips och feedback på arbetet.

Vasa. 25.1.2024

Robert Köhler

LISTA PÅ SYMBOLER OCH FÖRKORTNINGAR

Förkortning	Definition
AEC	Alkalisk vattenelektrolys
CAPEX	Kapitalutgifter
CCUS	Avskiljning och lagring av koldioxid
CO ₂	Koldioxid
CRF	Capital recovery factor
H ₂	Vätgas
LCOH	Utjämnat pris på vätgas
O ₂	Syrgas
OPEX	Driftskostnader
PEM	Protonledande membran
SMR	Ångreformerering
SOEC	Fastoxids-elektrolys

1 INLEDNING

Den internationella byrån för förnybar energi (IRENA) hävdar att behovet av att minska på utsläpp av växthusgaser stiger då länder runt om i världen försöker få bukt på klimatförändringarna och den stigande medeltemperaturen på jorden. Därför börjar allt flera industrier söka grönare alternativ till sina produktionskedjor. Förnybara energikällor som vindkraft blir allt vanligare och till dessa har nu börjat kopplas produktion av väte, även kallat grönt väte. Vätet kan användas i olika sammanhang såsom energilagring och inom diverse industrier (IRENA, 2023). I Finland tros att en satsning på användning av väte kan vara en av vägarna att uppnå sina mål att bli koldioxidneutrala innan år 2035 (H2cluster, 2021).

Produktionen av vätet kan ske genom elektrolys, detta är då vatten (H_2O) spjälks till dess komponenter vätgas (H_2) och syrgas (O_2) med hjälp av elektricitet. Syrgas producerad från elektrolys av vatten ses som en biprodukt utan värde, och har därför inte använts till mycket vilket har lett till att den inte utnyttjats och oftast blivit utsläppt i atmosfären (Kato et al., 2005).

Eftersom användning och produktion av väte blir allt vanligare, kan vattenelektrolys i framtiden bli en av de stora produktionsmetoderna för väte (IRENA, 2023). Detta arbete betraktas vattenelektrolys som en produktionsmetod för vätgas och syrgas och har fokus på utnyttjandet av syrgasen. Enligt Kato et al. (2005) kan användningen av syrgas som en biprodukt från vattenelektrolys ha positiva inverknings både ekonomiskt och miljömässigt.

1.1 Mål

Målet med detta arbete är att genom en litteraturstudie hitta användningsområden för syrgas som en biprodukt från vattenelektrolys och samtidigt studera behovet av syrgas. Målet är även att genom en tekno-ekonomisk analys undersöka ifall användningen av syrgasen från vattenelektrolys kan ha en inverkan på det utjämnade priset av producerad vätgas (LCOH).

1.2 Avgränsningar

Beräkningarna i detta arbete tar inte i beaktande värdet som kunde fås från utnyttjande av spillvärmen som produceras under elektrolysprocessen till exempel ifall denna kunde användas i fjärrvärmesystem.

2 TEORI

Den globala uppvärmningen fortsätter då växthusgaser släpps ut i atmosfären, gemensamma mål i olika länder är att få bukt på utsläppen och på så vis närma sig koldioxidneutralitet. Intresset för användningen av vätgas inom olika industrier växer och behovet blir allt större. Vätgas används i dagsläget inom industrin, men bidrar med mycket växthusgasutsläpp från dess produktion, detta är på grund av att största delen av vätgasen produceras från fossila bränslen. Vätgasen kan i framtiden få en betydande roll globalt inom energisektorn som bränsle samt som en energilagringsform. Därför är det viktigt att satsa på hållbar utveckling i produktionsmetoder och infrastruktur för vätgasen och dess användning. Genom vattenelektrolys driven med el från förnybara källor kan vätgas och syrgas produceras på ett miljövänligt sätt. Syrgasen ses i dagsläget som en biprodukt som inte alltid tas tillvara. Att ta vara på syrgasen som biprodukt samt att använda den kan leda till att vattenelektrolys som produktionsmetod för vätgas effektiveras.

2.1 Vätgasens färgkoder

Vätgas kan klassificeras i olika färgkoder beroende på produktionsmetoder samt källan till energin som används i processen. De vanligaste färgkoderna som används är blå, grå, turkos och grön, men även andra färger som gul, lila, brun och svart används i vissa sammanhang (IRENA 2023).

I dagsläget är grå vätgas den vanligaste av ovannämnda, grå vätgas produceras genom ångreformerings av naturgas (eng. *SMR, Steam Methane Reforming*) eller genom förgasning av kol, detta görs utan avskiljning och lagring av koldioxid. Det uppskattas att den globala produktionen av grå vätgas genererar 830 Mt CO₂ årligen.

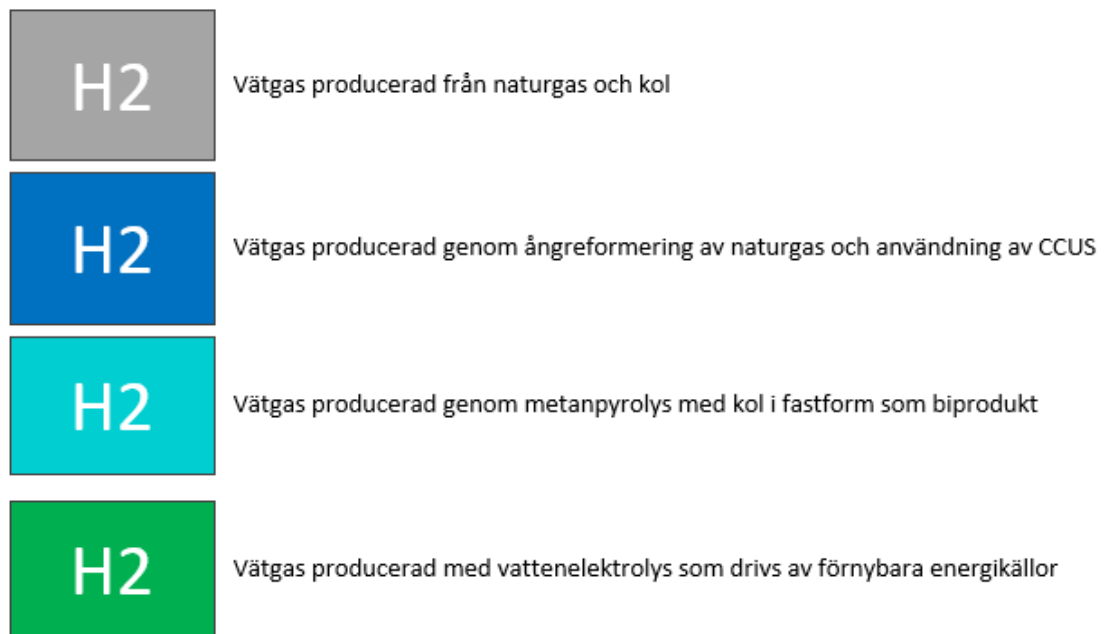
Blå vätgas produceras genom SMR av naturgas eller biomassa, och måste använda sig av avskiljning och lagring av CO₂ i processen för att kunna klassificeras som blå vätgas. Blå vätgas genererar ungefär hälften så mycket CO₂-utsläpp som grå vätgas, men utnyttjandet av CCUS (eng. *CCUS, Carbon Capture Utilization and Storage*) i produktionsprocessen leder till att kostnaden för produktion av blå vätgas blir högre

än produktionen av grå vätgas. (Ajanovic A., Sayer M. & Haas R. (2022).

Turkos vätgas produceras genom metanpyrolys, och med denna metod produceras vätgas och som biprodukt fås kol i fast form såsom kimirök och koks. Eftersom kolet fås i fast form behövs ingen CCUS i processen, och försäljning av biprodukterna kan tas i beaktande i beräkningar av kostnaden av producerad turkos vätgas och hjälper därmed till med att få sänkta priser på denna.

Dong et al. (2022) jämför koldioxidekvivalenten mellan produktionen av grå, blå och turkos vätgas. Utsläppen från produktionen av blå vätgas är 12,4 kg CO₂-eq/kg H₂. Blå vätgas som utnyttjar CCUS producerar 4,3 kg CO₂-eq/kg H₂ och turkos vätgas producerar 3,72 kg CO₂-eq/kg H₂.

Den mest miljövänliga formen av vätgas är grön vätgas. Denna produceras genom vattenelektrolys som använder sig av elektricitet från förnybara energikällor såsom solkraft, vindkraft och vattenkraft, vilket gör det till en koldioxidneutral process. Enligt Internationella energirådet (IEA, 2022) stod produktionsmetoder med lågt utsläpp för vätgas år 2022 för mindre än 1 % av den globala vätgasproduktionen. Planer för att öka den globala elektrolysörkapaciteten finns och då kan produktionsmetoder med låg utsläpp stå för en större andel av den globala vätgasproduktionen i framtiden. I **figur 1** visas de vanligaste vätgasfärgkoderna och vad som kännetecknar dessa.



Figur 1. Förklaringar för grå, blå, turkos och grön vätgas

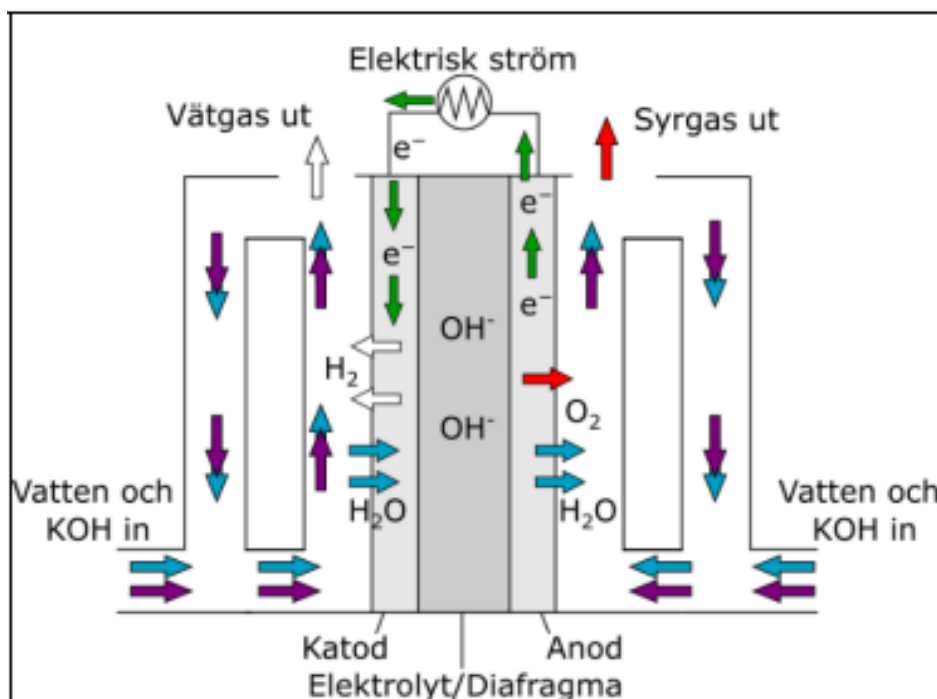
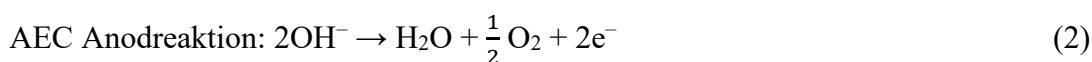
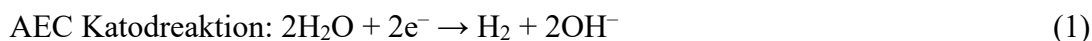
Den överlägsna användningen av grå vätgas kommer från tillgängligheten som den har samt från priset på produktionen av den i jämförelse med andra färgers vätgas. Enligt Ajanovic, Sayer & Haas (2022) är priset på produktionen av ett kilogram grå vätgas mellan 0,8 och 2,1 euro, priset på blå vätgas mellan 1,2 och 3 euro per kilogram medan priset på grön vätgas är märkbart högre dvs. mellan 2,2 och 8,2 euro per kilogram.

2.2 Teknologier för vattenelektrolys

Tre tekniker används huvudsakligen för vattenelektrolys, alkalisk vattenelektrolysör (eng. *AEC, Alkaline Electrolysis Cell*), protonledande membran elektrolysör (eng. *PEM, Proton Exchange Membrane*) samt fastoxids-elektrolysör (eng. *SOEC, Solid Oxide Electrolyzer Cell*). De olika teknikerna har sina fördelar och nackdelar, i detta kapitel förklaras de olika teknikernas funktioner kort. Elektrolysöranläggningar byggs upp av flera så kallade stackar, och en stack består av flera celler. Gemensamt för alla cellernas uppbyggnad oavsett vilken av de tre teknikerna det handlar om är följande huvudkomponenter: anod, elektrolyt samt katod (Jonsson & Miljanovic, 2022). Reaktionerna i cellerna drivs av elektrisk ström som matas till cellen. Materialet mellan cellerna i en stack varierar beroende på tekniken.

2.2.1 Alkalisk vattenelektrolys

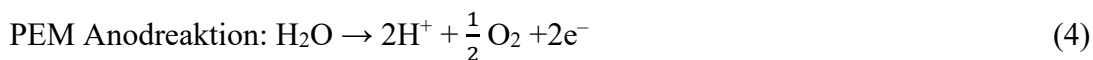
Den äldsta av de tre teknikerna är AEC, och denna har använts redan sedan slutet av 1800-talet. En AEC har en elektrolyt i vätskeform i hela cellen dvs. på både anoden och katoden. Elektrolyten är en blandning av vatten och kaliumhydroxid. På katoden reagerar vattnet och bildar hydroxidjoner samt vätgas, hydroxidjonerna transporteras i elektrolyten och genom diafragmat till anoden där det bildas syrgas. **Figur 2** illustrerar funktionsprincipen av en AEC. Fördelarna med denna teknik är att den är billigare än de andra eftersom den använder nickel som katalysator. Den korrosiva elektrolyten kan med tiden leda till lägre kvalitet på elektroderna, vilket i sin tur påverkar prestandan. AEC har en arbetstemperatur vanligtvis mellan 80 och 90 °C och systemet har en area per effekt på 40–60 m²/MW. Vätgasen samt syrgasen som produceras har en renhet upp till 99,5 %. **Ekvation 1** visar den kemiska reaktionen vid katoden för AEC och **ekvation 2** visar den kemiska reaktionen vid anoden för AEC (HyCoGen 2021).

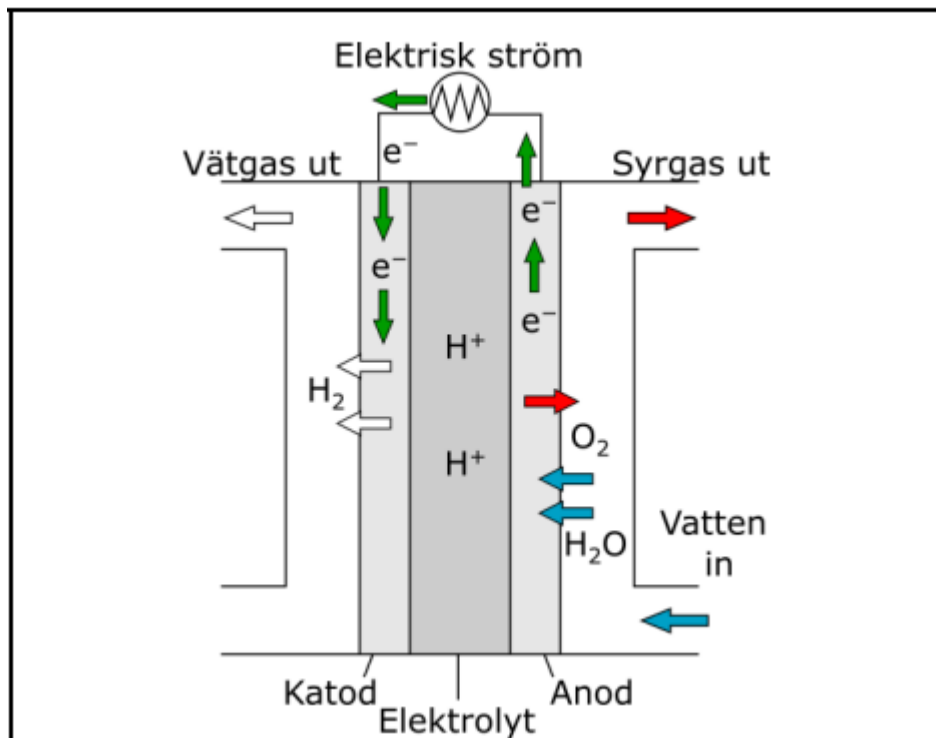


Figur 2. Funktionsprincipen av en AEC (HyCoGen, 2021)

2.2.2 Protonledande membran vattenelektrolys

Till skillnad från AEC använder PEM-celler sig av en fast elektrolyt, ett protonledande membran. I en PEM-cell tillförs vattnet på anodsidan, där reagerar det och bildar syrgas samt positivt laddade vätejoner. Vätejonerna rör sig genom elektrolyten, det polymera membranet till katoden där vätejonerna bildar vätgas. **Figur 3** visar funktionsprincipen för en PEM-cell. Arbetstemperaturen för en PEM-cell är mellan 50 och 80 °C och renheten på produkterna når upp till 99,99 %. PEM-elektrolysörer är väldigt snabbstartade och går snabbt att reglera, detta gör att de är ett bra alternativ i situationer där elförsörjningen inte är konstant till exempel om energikällan är soldriven eller vinddriven. PEM-system är också effektivare än AEC då det kommer till area per effekt, med 30–40 m²/MW. Den största nackdelen med tekniken är behovet av dyra ädelmetaller och det polymera membranet. **Ekvation 3** visar den kemiska reaktionen vid katoden för PEM, och **ekvation 4** visar den kemiska reaktionen vid anoden för PEM (HyCoGen 2021).

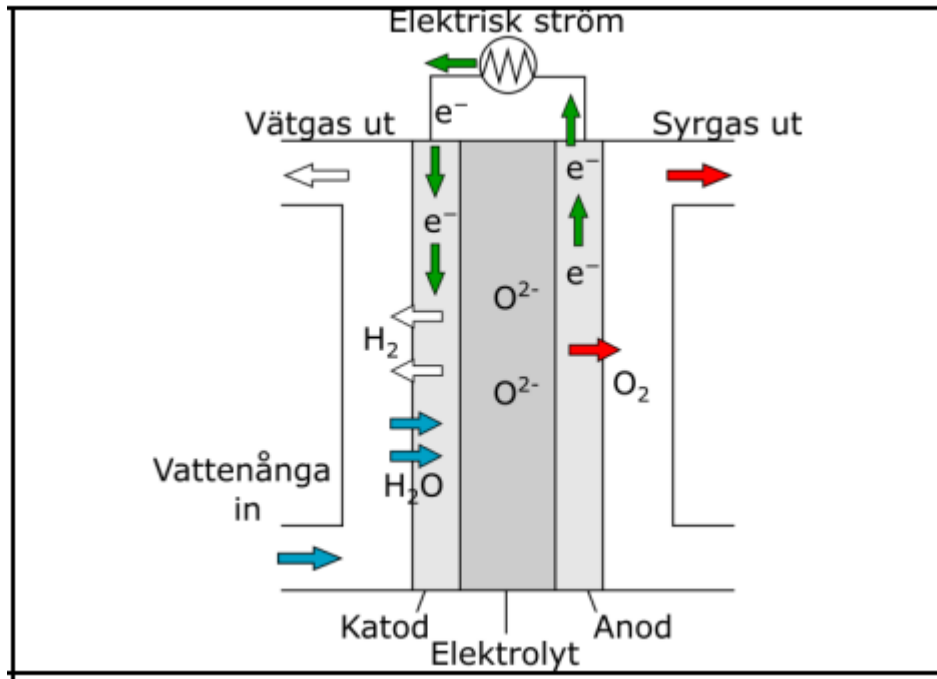
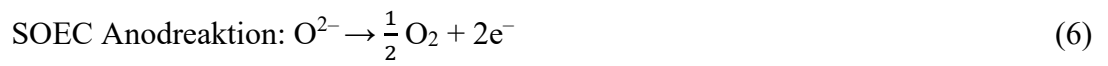
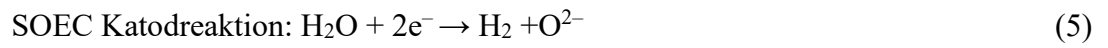




Figur 3. Funktionsprincipen av en PEM-cell (HyCoGen, 2021)

2.2.3 Fastoxids-vattenelektrolys

Den nyaste av de tre teknikerna SOEC använder sig av keramer eller fasta oxider i elektrolyten och elektroderna. I jämförelse med de andra teknikerna utnyttjar denna teknik höga temperaturer i sin process mellan 700 och 1000 °C. Den höga temperaturen behövs för att vattnet till elektrolysen är i form av vattenånga. Vattenångan tillförs på katodsidan av cellen, här reagerar den och vätgas samt oxidjoner bildas. Oxidjonerna rör sig sedan genom elektrolyten till anoden där de reagerar och bildar syrgas samt elektroner. I figur 4 visas funktionsprincipen och de olika flödena för en SOEC. Eftersom SOEC drivs med så höga temperaturer är dess starttid från kallstart till nominell belastning upp till 10 timmar. Renheten på produkterna är upp till 99,99 % och den elektriska effektiviteten är mellan 75 och 85 %. SOEC är en dyr teknik i nuläget, men tekniken är ännu väldigt ung och visar stor potential för framtiden. Ekvation 5 visar den kemiska reaktionen vid katoden för SOEC, ekvation 6 visar den kemiska reaktionen vid anoden för SOEC (HyCoGen 2021).



Figur 4. Funktionsprincipen av en SOEC (HyCoGen, 2021)

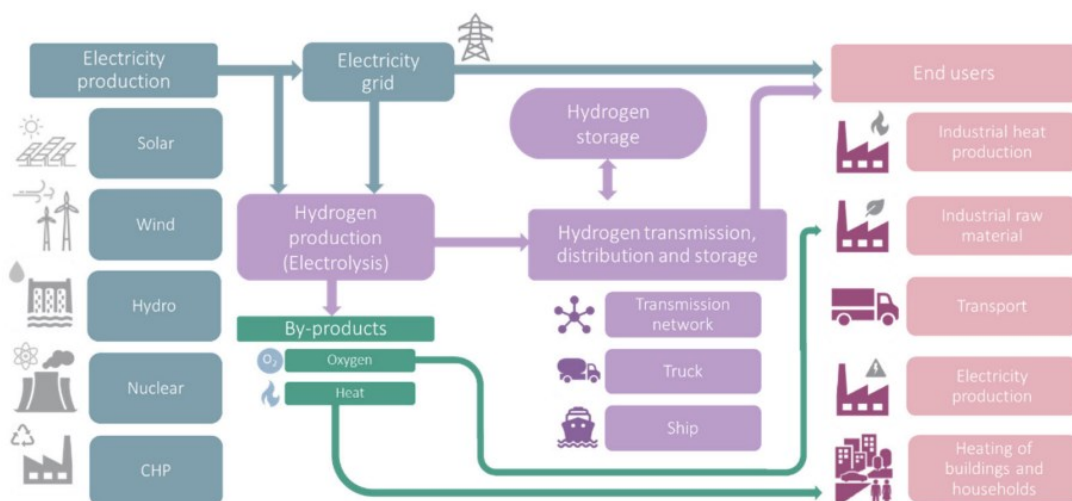
Tabell 1. Visar tekniska data samt fördelar och nackdelar hos de tre olika vattenelektrolys-teknologierna.

Tabell 1. Teknisk data om de olika vattenelektrolys-teknologierna sammanställt på basen av Sapountzi et al. 2017, Vidas & Castro (2021)

Teknologi	AEC	PEM	SOEC
Kritiskt material för processen	Zirconium	Platina, Iridium och Rutenium	Zirconium och Lanthanium
Driftstemperatur	20-80 °C	20-200 °C	500-1000 °C
Elektrisk effektivitet	65-85%	59-70%	Nära 100%
Kallstart till nominell belastning	< 50 minuter	< 20 minuter	> 600 minuter
Teknikens ålder	Kommersiellt använd sedan mitten av 1900-talet	Kommersiellt använd senaste 5-10 åren	Kommit till marknaden senaste 1-2 åren
Renhet på produktgaserna	>99.50 %	>99.99 %	>99.99 %
Förväntad livslängd	60000 h	50000-80000 h	20000h
CAPEX på systemet	740-1390 €/kW	1300-2140 €/kW	>2000 €/kW
Underhållskostnader/år	2-3 % av CAPEX	3-5 % av CAPEX	Okänd
Fördelar	<ul style="list-style-type: none"> • Låg inköpskostnad • Stabil 	<ul style="list-style-type: none"> • Kompakt design • Hög renhet av H₂ • Snabbstartad och Snabbreglerad 	<ul style="list-style-type: none"> • Hög effektivitet • Kan användas även för syngasproduktion
Nackdelar	<ul style="list-style-type: none"> • Hög korrosiv elektrolyt • Längre uppstartstider och reglertid än PEM 	<ul style="list-style-type: none"> • Dyra ädelmetaller • Dyra polymermembran 	<ul style="list-style-type: none"> • Livslängd • Lång starttid vid kallstart

2.3 Vätgasmarknadsplaner i Finland

Ett av hindren för en lyckad inhemsk vätgasmarknad är infrastrukturen, vätgasen behöver lagring, överföring och distribution. I nuläget saknar Finland den infrastruktur som krävs för att skapa en effektiv inhemsk vätgasmarknad. Fingrid (2022) uppskattar att den installerade vindkraft kapaciteten i Finland kommer stiga till 18000 MW år 2030. Fingrid (2022) anser att investeringar i infrastrukturen för vätgasöverföring kan främja både vindkraftens användning i Finland och hela Finlands energisystem genom att koppla vindkraft med vätgasproduktion via vattenelektrolys. **Figur 5** visar Fingrid och Gasgrid Finlands visioner över hur värdekedjor i en framtida vätgasmarknad i Finland kunde se ut ifall infrastrukturen för vätgas fanns. Förnybara energikällor används för att generera elektricitet, denna går till elnätet samt till produktion av vätgas genom vattenelektrolys. Elektrolysen producerar vätgas, syrgas och värme. Värmen kan användas för uppvärmning av hushåll via till exempel fjärrvärme. Syrgasen kan användas inom industrin till diverse ändamål. Vätgasen kan lagras tills det finns behov av denna och sedan distribueras via ett överföringsnätverk bestående av gasrör, lastbilstransporter och skeppstransporter till slutanvändaren.



Figur 5. Värdekedjor i en vätgasmarknad (Fingrid, 2022)

Finland har några styrkor och svagheter i jämförelse med andra länder när det kommer till att etablera en stark vätgasmarknaden. Till styrkorna hör nuvarande produktion av grön el, och planerna att utöka den mera bland annat genom installation av landbaserad och havsbaserad vindkraft. Infrastrukturen för elöverföring i landet är i gott skick, och

planer för uppgraderingar finns så att den ökade vindkraftens elproduktion kan överföras till alla delar av landet. Flera industrier har behov av vätgas och landet är engagerat till att nå koldioxidneutralitet. Till svagheter hör priset på el i landet, priset på vätgas från vattenelektrolys är väldigt beroende på elpriset. En annan nackdel är den begränsade möjligheten att förvara vätgas, förvaringen kan göras i grottor i marken eller i ett utsträckande rörnätverk men ingendera finns i dagsläget (Virtanen, 2023).

Enligt Kiviranta et al. (2023) står ångreformerings för 96 % av Finlands vätgasproduktion, partiell oxidation för 3 % och elektrolys endast för 1 %. I nuläget finns det endast en elektrolysanläggning i hela Finland som producerar vätgas, denna ligger i Karleby och ägs av Woikoski Ab och producerar årligen 1320 ton vätgas.

Det finns många projekt relaterade till vätgasproduktion i Finland och en stor del av dessa har att göra med produktion av grönvätgas genom vattenelektrolys. Den planerade kapaciteten av nya elektrolysanläggningar i Finland mellan år 2025 och 2030 är 760 MW (Kiviranta et al. 2023).

3 MATERIAL OCH METODER

I detta kapitel förklaras scenariot för den tekno-ekonomiska analysen, hur den görs samt på vad variablerna i beräkningarna baseras. Hur litteraturstudien utfördes samt vad den systematiska sökningen innefattade beskrivs också.

3.1 Litteraturstudie

Litteraturstudien för detta arbete genomfördes med att göra en systematisk sökning av tidigare forskningar med relevans till målet av arbetet som beskrivs i kapitel 1. Sökningen gjordes via portalerna ScienceDirect samt GoogleScholar, genom olika kombinationer av sökord i ovannämnda portalers sökfunktioner. Sökorden som användes var följande: "Electrolysis", "Water electrolysis", "Oxygen", "By-product", "By-product oxygen" samt "Hydrogen production". Endast forskningar skrivna på engelska togs i beaktande under sökningen. Inga forskningar gjorda före 2004 användes. Sammanlagt hittades ca 25 källor av intresse, varav 9 valdes ut för denna sammanställning.

3.2 Scenario för tekno-ekonomiska analysen

Scenariot för den tekno-ekonomiska analysen är en fiktiv landbaserad 1 MW elektrolysör som drivs på vindel från elnätverket i Vasa, samt vatten från Vasa Vatten. Elektrolysören antas vara i funktion dygnet runt hela året och producerar 410 kg vätgas per dygn. Vätgasen som produceras används i en fabrik i närheten och transporteras via existerande rörsystem, syrgasen som produceras tas tillvara och mellanlagras för att sedan säljas och transporteras till industrier och sjukhus med lastbil. Data som används i analysen baserar sig på tidigare forskningar, samt information från lokala företag. Till analysen ansågs en PEM-elektrolysör vara den lämpligaste elektrolysteknologin. Analysen delas in i tre olika scenarion med varierande kostnader, billig, medel och dyr. Livslängden för elektrolysören är 20 år och kalkylräntan som används är 5 %. Beräkningar med $\pm 10\%$ av syrgaspriset gjordes för att se dess inverkan på LCOH-värden.

3.3 Tekno-ekonomisk analys

För att kunna se hur ekonomiskt lönsamma olika tillverkningsmetoder av vätgas är i jämförelse med varandra, räknas en utjämnad kostnad på vätgas även kallad LCOH (eng. *levelized cost of hydrogen*) för varje metod som skall jämföras. LCOH visar priset på ett kilogram vätgas som behövs för att täcka kostnaderna som använts för produktionen av vätgasen, beräkningarna ser på hela produktionens livslängd och priset för vätgasen blir på så vis utjämnat. På detta vis kan tillverkningsmetoder med olika livslängder enkelt jämföras.

För den tekno-ekonomiska analysen användes Microsoft Excel som program till att utföra beräkningarna.

För att kunna beräkna det utjämnade vätgas priset LCOH behövs CRF (eng. *capital recovery factor*), CRF ger ett nuvärde på ett antal återkommande betalningar över ett visst antal år. CRF beräknas med **ekvation 7** där i är kalkylräntan och n är livslängden i antal år (Viktorsson et al., 2017).

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (7)$$

Kapitalutgifter eller CAPEX (eng. *capital expenditures*) är utgifterna av investeringar, så som inköpet av en maskin. I **tabell 2** består kapitalutgifterna av, elektrolysörkostnaden, lagringskostnaderna samt kompressorkostnaderna. Ett nuvärde på CAPEX fås genom att multiplicera detta med CRF (Viktorsson et al. (2017).

Driftkostnader eller OPEX (eng. *operating expense*) är summan av de olika kostnaderna som uppstår dagligen, så som underhåll och reparation. Driftkostnaderna för beräkningarna av LCOH ses i **tabell 2** och utgörs av följande: underhåll av elektrolysören, underhåll av kompressor, övriga kostnader, elkostnader samt vattenkostnader.

LCOH beräknas med **ekvation 8**. Detta LCOH-värde tar inte i beaktande försäljning av O₂, och använder endast CAPEX och OPEX från **tabell 2** (Viktorsson et al. (2017)). Detta LCOH värde används som referens då inverkan av syrgasförsäljningen undersöks.

$$LCOH = \frac{CAPEX * CRF + OPEX}{H_2 \text{ producerat per år}} \quad (8)$$

Tabell 2. Lista över kapitalutgifter och driftkostnader för beräkning av LCOH

Scenario	Billig	Medel	Dyr	Källa
Elektrolysör kostnad (€)	700 000	1 000 000	1 300 000	IRENA (2020)
Vätgas produktion (kg/dygn)	410	410	410	Antagna
Lagringskostnad H ₂ (€)	250 000	300 000	350 000	Viktorsson et al. (2017)
Kompressorkostnad H ₂ (€)	150 000	200 000	250 000	Viktorsson et al. (2017)
Elektrolysör underhåll (€/år)	63 000	90 000	11 7000	Jannash et al. (2021)
Kompressor underhåll (€/år)	9000	12 000	15 000	Viktorsson et al. (2017)
Övriga kostnader (€/år)	40 000	60 000	80 000	Antagna
Elpris (€/MWh)	40	55	70	Vasa elektriska (2023)
Elkostnader per år (€)	350 400	481 800	613 200	Beräknad
Vattenkostnader per år (€)	2000	4000	6000	Vasa Vatten (2023)
Kalkylränta (%)	5	5	5	Antagna
Livslängd (år)	20	20	20	Antagna
H ₂ producerat per år (kg)	149 650	149 650	149 650	Beräknad

Elektrolysörkostnaderna är inköpet av elektrolysören och dess celler summan baserar sig på CAPEX priser från IRENA (2020).

Lagringskostnaderna för H₂ är investeringen i en tank som kortsiktigt kan hålla 50–100 kg vätgas upp till 450 bar vid tillverknings platsen. Viktorsson et al., (2017) räknar med en investering på 157 000 € för en liknande tank som håller 50 kg vätgas.

Kompressorkostnaderna för H₂ är investeringen i en kompressor som kan öka trycket på den producerade vätgasen så att den kan lagras i en tank eller skickas vidare till den närliggande fabriken via rörsystem. Enligt Sharma (2022) är priset för en vätgaskompressor som klarar av 350–700 bar mellan 46 000 € och 129 000 €. Viktorsson et al., (2017) räknar med ett pris kring 216 000 € för en vätgaskompressor som klarar 450 bar och priset för underhållet av H₂ kompressorn är 6 % av kompressorkostnaderna per år.

Som nämnts i **tabell 1** i **kapitel 2** så är priset för underhållet av elektrolysören består av 5 % av elektrolysörkostnaden per år samt två stackbyten över elektrolysörens livslängd med 10 års mellanrum, ett stackbyte är 40 % av elektrolysörkostnaden (Jannash et al. 2021). Underhållskostnaden i **tabell 2** är summan av dessa utjämnade över 20 år.

Elkostnaderna per år fås genom att multiplicera elpriset med timmar per dygn elektrolysören används samt antalet dygn per år. Elpriset 8,39c/kWh är baserat kring priset för industri vindel från Vasa Elektriska (2023). Priset är för industrier med en användning under 100 MWh/år, förbrukningen i scenariot är högre än så och därför har elpriset sänkts för att vara mera realistiskt.

Vattenkostnaderna är baserade på priset 1,75 €/m³ vatten som anges av Vasa Vatten (2023), och vattenkonsumtionen för elektrolysören är 10 kg vatten per 1 kg vätgas producerat.

Till beräkningarna av LCOH-värdena där försäljning av O₂ togs i beaktande användes **ekvation 9**. För dessa beräkningar användes CAPEX och OPEX från både **tabell 2** och **tabell 3**. Värdet av O₂ försäljningen fås genom att multiplicera mängden O₂ producerat per år med priset på syrgasen.

$$LCOH (med O_2) = \frac{CAPEX * CRF + OPEX - O_2 \text{ försäljning}}{H_2 \text{ producerat per år}} \quad (9)$$

I **tabell 3** listas de extra kapitalutgifterna och driftskostnaderna som uppstår då syrgasen från vattenelektrolysen skall tas tillvara och säljas samt mängden producerad syrgas per år.

Tabell 3. Lista över ytterligare kapitalutgifter och driftkostnader för beräkning av LCOH (med O₂)

Scenario	Billig	Medel	Dyr	Källa
Transportkostnad O ₂ (€/år)	53 874	59 860	71 832	Energiforsk (2023)
Lagringskostnad O ₂ (€)	300 000	400 000	500 000	Viktorsson et al. (2017)
Kompressorkostnad O ₂ (€)	150 000	300 000	450 000	Viktorsson et al. (2017)
Kompressor O ₂ underhåll (€/år)	9000	18 000	27 000	Viktorsson et al. (2017)
O ₂ producerat per år (kg)	1 197 200	1 197 200	1 197 200	Beräknad

Priset för syrgasförsäljningen varierar beroende på om den säljs till industrin eller till sjukhus. Enligt Energimyndigheten (2022) är värdet för syrgas i industriella användningar ungefär 0,06 €/kgO₂ och värdet för syrgas till bruk i sjukhus ungefär 0,13 €/kgO₂.

Vikten syrgas producerat per år är 8 gånger vikten vätgas producerat, detta är baserat på molvikterna för H₂ och O₂ samt på den allmänna ekvationen av vattenelektrolys **ekvation 10** Kato et al. (2005).



Underhållet av O₂ kompressorn är 6 % av kompressorkostnaden per år (Viktorsson et al. 2017).

Transporten av syrgasen som säljs i scenariot sker med lastbil, enligt Energiforsk (2023) är transportkostnader för syrgas med lastbil där transportsträckan är högst 200–300 kilometer mellan 45 och 60 €/ton.

4 RESULTAT

I detta kapitel presenteras resultaten av litteraturstudien samt resultaten av beräkningarna i den tekno-ekonomiska analysen som gjorts enligt beskrivningarna i **kapitel 3**.

4.1 Litteraturstudie

Nedan presenteras resultatet av litteraturstudien genom korta sammanfattningar av de utvalda studierna från den systematiska sökningen. Dessa omfattar studiernas mål, användningsområden för syrgas som biprodukt samt resultaten. Studierna är indelade enligt rubriker som beskriver användningen av syrgasen som biprodukt.

Medicinskt syre

I sin forskning skriver Maggio, Squadrito och Nicita (2022) om huruvida det kunde vara ekonomiskt lönsamt att för ett sjukhus i södra Italien att installera solceller på taket av byggnaden för att sedan driva elektrolys av vatten med elektriciteten som fås från solcellerna. I scenariot skulle solcellerna driva elektrolysören som skulle producera syrgas (O_2) och vätgas (H_2). Solcellernas kapacitet i detta scenario är 1,25 MW, och elektrolysören 1 MW. Den producerade syrgasen och vätgasen skulle förvaras i egna tankar. Syrgasen producerad från elektrolysen skulle kopplas till sjukhusets rörledningar för syrgastillförsel och på så vis kunna användas i medicinskt syfte. Vätgasen producerad från elektrolysen skulle säljas för att hjälpa till med att betala tillbaka investeringen. I forskningen lyfter de fram möjligheten för sjukhuset att använda vätgasen för uppvärmning och elproduktion i stället för att sälja den, men detta scenario togs inte i beaktande i den ekonomiska analysen. Som resultat på sin forskning fick Maggio, Squadrito och Nicita (2022) att deras scenario är ett genomförbart alternativ i jämförelse med att sjukhuset köper syrgas från utomstående parter ifall priset på syrgasen på marknaden är högre än 3–4 €/kg. Enligt författarnas beräkningar skulle det ta 15 år för systemet att betala tillbaka sig själv, efter detta skulle användningen av systemet generera vinst åt sjukhuset.

Fils et al. (2023) utförde en ekonomisk analys i sin forskning för att studera om det är tekniskt och ekonomiskt möjligt att installera ett system som producerar elektricitet och medicinskt syre på plats vid ett sjukhus. Sjukhuset i scenariot för forskningen är beläget i en solig region som har problem med eltillförsel och har inte tillgänglighet till medicinskt syre. Systemet skulle bestå av solceller som förser sjukhuset med el samt driver två elektrolysörer och en bränslecell som fungerar som reservsystem för elproduktion till sjukhuset. Solcellsmodulen i detta system skulle ha en kapacitet på 61,24 kW, elektrolysörerna skulle ha en kapacitet på 17,53 kW på huvudelektrolysören samt 15 kW på reservelektrolysören. Bränslecellen i systemet har en kapacitet på 36,6 kW. Bränslecellen skulle drivas av vätgas och syrgas producerade av elektrolysörerna. Syrgasen från elektrolysörerna skulle även användas som medicinskt syre i sjukhuset. Som resultat av forskningen fick Fils et al. (2023) tre olika tidsramar för hur länge det skulle ta för systemet att betala tillbaka sig själv, baserat på tre olika antagna investeringskostnader för systemet (låg, medel och hög). För det billigaste scenariot skulle det ta 20 månader innan systemet gör vinst, för medelscenario 48 månader och för det dyraste scenariot skulle det ta 60 månader. Författarna anser att kombinationen av en elektrolysör och en bränslecell driven av ett solcellssystem erbjuder en både ekonomiskt och tekniskt sett genomförbar lösning till att göra syrgas och elektricitet mera tillgängliga och till ett rimligt pris för sjukhus i utvecklingsländer.

Syrgasbehov och användningsområden inom industrin

Kato et al. (2005) utreder i sin forskning behovet av syrgas inom olika industrier i Japan, samt ifall det är ekonomiskt lönsamt för sjukhus att utnyttja syrgas producerat från elektrolys av vatten. Japan hade år 2001 ett behov på $9615 \times 10^6 \text{ Nm}^3$ syrgas för diverse industrier som listas nedan. Det största behovet av syrgas var användningen i smältugnar, här ökar syrgasen effektiviteten av smältugnarna. Det näst största behovet var för användning i elektriska ljusbågsugnar som används för att smälta metall. Användningen av syrgas inom glassmältning kan effektivisera processen och på detta vis dra ner på energikonsumtionen och samtidigt minska på kväveoxid- (NO_x) och koldioxid- (CO_2) utsläpp som uppstår. Andra användningsområden som föreslås är elkraftverk och förgasning, det vill säga då man omvandlar material som innehåller kol till syntesgas som i sin tur kan användas som bränsle. I sina beräkningar över lönsamheten för användningen av syrgas från elektrolys av vatten i sjukhus har Kato et al. (2005) sett över behovet av medicinskt syre i Japan, samt behovet av elektricitet och värme i sjukhusen. Beräkningarna gjordes med antagandet att elektriciteten och värmen som sjukhusen använder fås från bränsleceller som drivs av vätgasen producerad från elektrolys, och syrgasen används som medicinskt syre. Resultatet visade att nästan 10 gånger behovet av syrgas skulle produceras, men med justeringar i vätgasproduktionen kunde scenariot optimeras. Trots detta anser författarna att det finns potential och ekonomiska fördelar i användningen av syrgas från elektrolys för sjukhus.

I sin rapport listar Hurskainen (2017) behovet av syrgas för diverse industrier i Finland samt vem som förser dem med syrgasen i dagsläget. Detta gjordes för att hitta de mest lovande användarna av syrgas producerat från vattenelektrolys. Enligt Hurskainen (2017) tillverkas största delen av Finlands syrgas med VPSA (eng. *vacuum pressure swing adsorption*) och kryogen luftseparation. Den estimerade konsumtionen av syrgas i Finland år 2016 var 1,3 Mt per år. Konsumtionen per industri listas från störst till minst: gruvdrift och metallraffinering, stålindustrin, massa- och pappersindustri, kemisk industri, glasindustri och till sist medicinskt syre för sjukhus. Av dessa utgör de tre första mera än 90 % av konsumtionen. Massa- och pappersindustrin använder syrgas huvudsakligen till delignifiering samt blekning. De mest passande kandidaterna för användande av syrgas från vattenelektrolys var några massabruk som inte för tillfället har någon egen syrgastillverkning på plats utan köper den i vätskeform. Deras syrgasbehov är tillräckligt stora för att elektrolysörer med kapacitet på flera MW kunde användas. Dessutom finns det tillräckligt med koldioxid vid massabruken som kan utnyttjas i så kallade power-to-x processer med vätgasen från elektrolysen.

Biomass-to-Liquid

Dossow et al. (2021) ser i sin forskning på hur syrgas och vätgas producerat med vattenelektrolys kunde utnyttjas i en BtL (eng. *Biomass-to-Liquid*) process för att minska på utsläpp av växthusgaser och samtidigt öka avkastningen av Fischer-Tropsch bränslen ur processen utan behovet av större mängd biomassa. Detta görs genom att kombinera PtL processen (eng. *Power-to-Liquid*) och BtL processen till PBtL (eng. *Power and Biomass-to-Liquid*). Syrgasen från vattenelektrolysen används till förgasning av biomassa, och vätgasen används till Fischer-Tropsch processen för att nå det önskade H₂/CO förhållandet. I forskningen jämfördes tre olika fall av PBtL mot vanlig BtL, och resultatet visade att mängden producerade bränslen/mängd biomassa kan mer än dubblas samt att mängden kol från biomassan som kunde utnyttjas steg markant.

Vattenbruk & Vattenrening

Nguyen, Ryuji & Vo (2018) har gjort en forskning runt räkodling i Mekongdeltat i Vietnam. Räkodlings industrin är viktig för området och utgör en betydande andel av Vietnams export. Den kräver dock mycket energi för luftningssystem som håller nivåerna av upplöst syre i vattnet optimala, detta görs för att hålla vattenkvalitén uppe och på så vis främja räkornas tillväxt. Forskningen ger en modell för räkodling som drivs på förnybar energi för att minska på utsläpp av växthusgaser. Modellen baserar sig på att små vindkraftverk och solceller driver ett vattenbehandlingssystem samt laddar ett batteri. Vattenbehandlingssystemet förser rent vatten åt räkodlingarna och till en elektrolysör. Batteriet förser elektrolysören med el så att den kan producera syrgas och vätgas. Vätgasen förvaras i en tank, och används i en bränslecell som laddar batteriet då varken vindkraften eller solcellerna producerar energi. Syrgasen förvaras i en skild tank som sedan leder till ett luftningssystem som förser räkodlingarna med upplöst syre. Denna modell skulle enligt författarna spara på energikostnader och minska på utsläpp av växthusgaser.

I studien av Mohammadpour et al. (2021) undersöks effekterna av användningen av syrgas producerat från vattenelektrolys för vattenreningsverk och i vattenbruk. Studien jämför användningen av luft samt ren syrgas för luftning av avloppsvatten som renas genom aktivt slam processen. Studien gjordes för att hitta sätt att sänka energikostnaderna på vätgas producerad genom elektrolys av vatten. I ett vattenreningsverk som använder sig av aktivt slam processen står luftningen för 45–75 % av energikostnaderna då luft komprimeras och injiceras som bubblor i det aktiva slammet. Syresättningsförmågan av det aktiva slammet genom injicering av luftbubblor samt syrgasbubblor jämfördes. Bubblornas storlek inverkar på effekten, små bubblor med en diameter under 3 mm var effektivare än stora bubblor med en diameter större än 3 mm och mindre än 10 mm. Utbytet av luft till ren syrgas kan ge mellan 5 och 6 gånger högre energieffektivitet beroende på storleken av bubblorna i luftningen. Resultaten från studien visade att energikostnaderna för produktion av vätgas genom vattenelektrolys kunde reduceras upp till 30 % ifall användningen av luft i vattenreningsverk byttes ut med ren syrgas. Och upp till 60 % ifall syrgasen användes i vattenbruk som har syrebehov av mer än 5 mg/L. Vattenbruk är då man

odlar organismer såsom fisk, skaldjur, vattenväxter eller alger i vatten, detta kan ske i havet eller i skilda bassänger.

Energilagring

Agbossou et al. (2004) ser på användningen av syrgas och vätgas för energilagring i ett system som drivs av förnybar energi. Energilagringen sker i formen av vattenelektrolys producerad vätgas och syrgas som driver en bränslecell. Systemet får sin energi från vindkraft samt solceller, en del av elen producerad går direkt till ett uttag, en del till att driva en elektrolysör och en del laddar ett batteri som hjälper till stundvis då vindkraft eller solcellerna inte räcker till för att driva elektrolysören. Systemet är även kopplat till en kraftkälla som kan driva det på dagar då de förnybara energikällorna inte producerar någon el. Studien såg på inverkan som användningen av ren syrgas i stället för luft i bränslecellen hade, och fann att detta kan öka effektiviteten av bränslecellen med upp till 20 %.

Förbränning

Nhuchhen, Sit & Layzell (2022) forskade om avkarboniseringen av cementproduktion och i detta fall cementklinker. Cementindustrin står för ungefär 4,5 % av de årliga globala växthusgasutsläppen. Oxy-fuel förbränning är då en förbränningsprocess använder sig av en blandning av ren syrgas och ett bränsle eller rökgas. Avkarboniseringen av cementproduktionen skulle ske med hjälp av en kombination av oxy-fuel förbränning och CCS (eng. *carbon capture and storage*). Denna kombination sparar energi i jämförelse till andra koldioxidlagrings metoder gjorda på rökgaser från förbränningar där luft använts. I scenariot som studien undersökte jämförs användningen av syrgas producerat med vattenelektrolys samt syrgas producerat med kryogen luftseparation för en klinkertillverkningsfabrik som använder luft i förbränningen och inte använder sig av CCS. Användningen av ren syrgas i kombination med CCS kunde minska koldioxidutsläppen med upp till 90 % av referensfabriken. Resultatet visar att syrgasen producerad med vattenelektrolys har potential att vara mera kostnadseffektivt, men kapaciteten att producera tillräckligt av den för cementindustrin ifrågasätts. Därför anses den vara ett bra tillägg till syrgas producerad med kryogen luftseparation för användning inom oxy-fuel förbränning.

4.2 Tekno-ekonomisk analys

Resultatet från beräkningarna gjorda enligt instruktionerna i kapitel 3 presenteras nedan i **tabell 4** som visar referensscenariots CRF, CAPEX, OPEX och LCOH-värdena för de tre olika scenarierna där O₂ inte beaktas. Dessa värden fungerar som referens till LCOH (med O₂) för att fastställa ifall tillvaratagandet av syrgasen är lönsamt.

Tabell 4. Referensscenario CRF, CAPEX, OPEX samt LCOH-värden utan O₂ beaktat

Scenario	Billig	Medel	Dyr
CRF	0,08	0,08	0,08
CAPEX (€)	1 100 000	1 500 000	1 900 000
OPEX (€)	464 400	647 800	831 200
CAPEX*CRF+OPEX (€)	552 667	768 164	983 661
LCOH (€/kgH ₂)	3,69	5,13	6,57

För beräkningarna gjorda med värdena i **tabell 4** togs inga kostnader eller intäkter gällande syrgas med. Priset på LCOH som inte beaktar syrgasen är 3,69 €/kgH₂ för det billiga scenariot, 5,13 €/kgH₂ för medelscenarioet samt 6,57 €/kgH₂ för det dyra scenariot.

Tabell 5 visar CRF, CAPEX och OPEX för beräkningarna där syrgasen säljs. **Tabell 6** visar det årliga värdet den sålda syrgasen skapar vid försäljning till industri och sjukhus vid normalpris samt med ± 10 % av normalpriset.

Tabell 5. CRF, CAPEX, OPEX för LCOH (med O₂)

Scenario	Billig	Medel	Dyr
CRF	0,08	0,08	0,08
CAPEX (€)	155 0000	2 200 000	2 850 000
OPEX (€)	527 274	725 660	930 032
CAPEX*CRF+OPEX (€)	651 650	902 194	1 158 723

Tabell 6. Värdet av sålda syrgasen till industri och sjukhus

O ₂ Försäljningspris	Normal	- 10 %	+ 10 %
O ₂ värde för industri (€/kg)	0,06	0,054	0,066
O ₂ värde för sjukhus (€/kg)	0,13	0,117	0,143
O ₂ värde för industri (€/år)	71 832	64 649	79 015
O ₂ värde för sjukhus (€/år)	155 636	140 072	171 200

I **tabell 7** visas LCOH (med O₂) då syrgasen säljs till industrin. De röda rutorna visar att LCOH (med O₂) är högre än referens LCOH-värdena från **tabell 4**, detta innebär att försäljningen av syrgasen till industrin inte är tillräckligt för att täcka de extra kostnaderna som uppstår då den producerade syrgasen från vattenelektrolysen tas tillvara.

Tabell 7. LCOH-värden för olika scenarion där O₂ såldes till industrin.

LCOH (€/kgH ₂) med O ₂ försäljning till industri			
Scenario	Billig	Medel	Dyr
O ₂ pris 0,06 €/kg	3,87	5,55	7,26
O ₂ pris - 10 %	3,92	5,60	7,31
O ₂ pris + 10 %	3,83	5,50	7,21

Tabell 8 visar LCOH (med O₂) då syrgasen säljs till sjukhus. De gröna rutorna visar de scenarion där LCOH (med O₂) är lägre än referens LCOH-värdet i **tabell 4**, i dessa fall är det lönsamt att ta tillvara syrgasen trots de extra kostnaderna som uppkommer. De röda rutorna visar de scenarion där det inte är lönsamt.

Tabell 8. LCOH-värden för olika scenarion där O₂ såldes till sjukhus.

LCOH (€/kgH ₂) med O ₂ försäljning till sjukhus			
Scenario	Billig	Medel	Dyr
O ₂ pris 0,13 €/kg	3,31	4,99	6,70
O ₂ pris - 10 %	3,42	5,09	6,81
O ₂ pris + 10 %	3,21	4,88	6,60

5 DISKUSSION

I detta diplomarbete undersöktes det ifall tillvaratagandet och försäljningen av syrgas från vattenelektrolys kan vara lönsamt. Detta gjordes genom att skapa ett referensscenario för en elektrolysör där endast vätgasen tas tillvara, och sedan jämföra LCOH-värdet med andra LCOH-värden från olika scenarion där även syrgasen tas tillvara och säljs. Resultatet varierar beroende på vart syrgasen såldes, försäljningspriset för syrgas till industri är inte tillräckligt högt för att täcka de extra kapitalutgifterna och driftskostnaderna som kommer med tillvaratagandet av syrgasen och resultatet ses i **tabell 7**. Beräkningar med $\pm 10\%$ till syrgaspriset gjordes, men även med $+10\%$ var resultatet ett högre LCOH-värde än referensen. Resultatet av beräkningarna då syrgasen säljs till sjukhus ses i **tabell 8** och i vissa av dessa scenarion var intäkterna av syrgasen tillräckligt stora för att ge ett lägre LCOH-värde än referensen. Det vill säga i dessa fall skulle priset på den producerade vätgasen vara billigare trots de extra kostnaderna. Enligt Energimyndigheten (2022) har syrgasen producerad med vattenelektrolys tillräckligt hög renhetsgrad för användning inom sjukvård, dock kan transporten och hanteringen av syrgasen vara dyrare då det kommer till användning inom sjukvård speciellt om syrgasen är i flytande form. Detta har inte beaktats i beräkningarna.

LCOH-värdena från beräkningarna i alla scenarion varierar mellan 3,21 och 7,31 €/kgH₂ detta hålls inom ramen 2,2–8,2 €/kgH₂ för priset på grön vätgas som Ajanovic, Sayer & Haas (2022) presenterar i sin forskning. Ifall priserna jämförs med grå vätgas som har ett produktionspris på 0,8 – 2,1 €/kgH₂ eller med blå vätgas på 1,2 – 3 €/kgH₂ är priset högt.

I scenariot drivs elektrolysören 100 % av tiden på full kapacitet, detta är förstås inte realistiskt och i verkligheten skulle avbrott finnas samt tider då kapaciteten är lägre. Beräkningarna tog inte i beaktande elektriska effektiviteten av elektrolysören, men inte heller tillvaratagandet och utnyttjandet av spillvärmerna. Enligt Jonsson & Miljanovic (2022) förser ett värmeåtervinningssystem elektrolysören med kylning och kan producera värme åt fjärrvärmesystem till ett konkurrenskraftigt pris.

Begränsad tillgång till exakt data för variablerna, och användning av antagna värden i beräkningarna påverkar resultaten. Till exempel priset på den sålda syrgasen enligt Hurskainen (2017) går mellan 0,23 och 0,25 €/kgO₂ ifall dessa värden användes i beräkningarna skulle resultaten variera, och flera av de icke lönsamma scenariona skulle bli lönsamma.

Litteraturstudien fann att Finland har ett behov av syrgas för användning inom industri och sjukvård. Den estimerade konsumtionen av syrgas i Finland år 2016 var 1,3 megaton, behovet fanns i följande industrier: gruvdrift och metallraffinering, stålindustrin, massa- och pappersindustri, kemisk industri, glasindustri och inom sjukvård. De tre förstnämnda stod för mera än 90 % av konsumtionen.

Potentiella användningsområden som litteraturstudien fann för syrgasen producerad med vattenelektrolys var följande: energilagring, förbränning, vattenrening, vattenbruk, medicinskt syre samt användning inom diverse industrier. Till förbränning kan ren syrgas användas för att öka syrehalten i förbränningen och på så vis effektivera denna och få renare rökgaser. Inom vattenrening kan användningen av syrgas hjälpa till genom att främja tillväxten av mikroorganismer och bakterier som behövs i aktivt slam processen. I vattenbruk kan ökandet av nivåerna upplöst syre i vattnet främja tillväxten för till exempel räkodlingar eller laxodlingar. Sjukhus har behov av syrgas för användning som medicinskt syre. Industrier kan använda syrgasen som råmaterial eller som reaktant i olika processer. I Energiforsk (2023) studien fann de utöver ovannämnda potentiella användningsområden även att syrgasen kunde användas till syresättning av havsbottnar.

6 SLUTSATSER OCH REKOMMENDATIONER

Vätgasens roll i att hjälpa nå koldioxid neutralitet blir allt mera omtalat, produktion genom vattenelektrolys driven av förnybara energikällor är ett väldigt lovande alternativ till de nuvarande mindre miljövänliga produktionsteknikerna. IRENA (2020) förutspår att priset för installerade elektrolysörer år 2050 kommer vara under 200 €/kW. Detta leder till billigare vätgasproduktion, men även syrgasens produktionspris skulle påverkas. I dagsläget är produktionen av grön vätgas dyrare än de andra alternativen, men med framtida utvecklingar i teknologin och utnyttjandet av syrgasen som biprodukt förväntas den kunna konkurrera med de i dagsläget mest använda produktionsmetoderna det vill säga grå vätgas och blå vätgas.

Hur mycket Finland kommer att investera i att bygga en fungerande vätgasmarknad blir intressant att se i framtiden. Investeringarna är stora, men ifall vätgasen blir allt mera använd som bränsle och energibärare är de nödvändiga. Hur vattenelektrolys som produktionsmetod för grön vätgas utvecklas och ifall nya sätt som syrgasen kan utnyttjas effektivt på hittas återstår att se.

Målet med detta diplomarbete var att finna potentiella användningsområden för syrgas från vattenelektrolys, samt att genom en tekno-ekonomisk analys ta reda på ifall försäljning av syrgasen kan vara lönsamt. Målsättningarna uppnåddes, litteraturstudien fann användningsområden för syrgasen och resultatet av analysen visar att försäljningen av syrgasen i vissa scenarion kan ge ett lägre pris på den producerade vätgasen.

Analysen i detta diplomarbete kunde ha haft ett till scenario där både vätgasen och syrgasen används nära produktionsplatsen, detta skulle dra ner på eller helt och hållet ta bort transportkostnaderna för syrgasen som skulle påverka det slutliga priset av vätgasen.

Ett förslag på fortsatt forskning kunde vara att göra en analys där spillvärmerna från elektrolysen tas tillvara och används inom fjärrvärme, och se vilken inverkan detta har på LCOH. Eller så kunde vattenelektrolys som produktionsmetod för syrgas, där vätegaset ses som biprodukt och säljs jämföras med andra produktionsmetoder av syrgas såsom VPSA eller kryogen luftseparation.

KÄLLFÖRTECKNING

Agbossou, K., Kolhe, M. L., Hamelin, J., Bernier, E. & Bose, T. K. (2004).

Electrolytic hydrogen based renewable energy system with oxygen recovery and re-utilization. *Renewable Energy*, 29, pp. 1305-1318.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2003.12.006>

Ajanovic A., Sayer M. & Haas R. (2022). The economics and the environmental

benignity of different colors of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, pp. 24136–24154.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.094>

Dong, Z. Y., Yang, J., Yu, L., Daiyan, R. & Amal, R. (2022). A green hydrogen credit framework for international green hydrogen trading towards a carbon neutral future. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47, pp. 728-734.

<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.084>

Dossow, M., Dieterich, V., Hanel, A., Spliethoff, H. & Fendt, S. (2021). Improving carbon efficiency for an advanced Biomass-to-Liquid process using hydrogen and oxygen from electrolysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 152, 111670.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111670>

Energiforsk (2023). Potential use and market of oxygen as a by-product from hydrogen production. Hämtat från: <https://energiforsk.se/media/32358/potential-use-and-market-of-oxygen-as-a-by-product-from-hydrogen-production-energiforskrappport-2023-937.pdf>. Hämtat 20.10.2023.

Energimyndigheten (2022). Vätgasproduktion för ellagring efter elnätsnytta och affärsmodeller. Hämtat från: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1673173/FULLTEXT01.pdf>. Hämtat 1.11.2023.

Fils, P. E., Ngoh, S. K., Mfetoum, I. M. & Nsouandele, J. L. (2023). Design and economic analysis of an on-site electrolytic medical oxygen and solar electricity production system in a sunny country. *Energy for Sustainable Development*, 72, pp. 314–325.

<https://doi.org/10.1016/j.esd.2023.01.002>

Fingrid (2022). Intermediate report: Energy transmission infrastructure as enabler of hydrogen economy and clean energy system. Hämtat från: https://gasgrid.fi/wp-content/uploads/Fingrid-Gasgrid_Intermediate-report_Energy-transmission-infrastructure-as-enabler-of-hydrogen-economy-and-clean-energy-system.pdf. Hämtat 25.9.2023.

H2cluster (2021). A systemic view on the Finnish hydrogen economy today and in 2030 – Our common playbook for the way forward. Hämtat från: <https://h2cluster.fi/wp-content/uploads/2021/09/H2Cluster-Whitepaper-09-2021.pdf>. Hämtat 22.05.2023.

Hurskainen M. (2017). Industrial oxygen demand in Finland. Hämtat från: <https://publications.vtt.fi/julkaisut/muut/2017/VTT-R-06563-17.pdf>. Hämtat 22.05.2023.

HyCoGen (2021). Studie över elektrolys-teknologier idag och i framtiden. Hämtat från: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20Studie%20%C3%B6ver%20elektrolys-teknologier%20idag%20och%20i%20framtiden.pdf>. Hämtat 25.9.2023.

IEA (2022). Hydrogen. Hämtat från: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen#overview>. Hämtat 25.9.2023.

IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction. Hämtat från: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf. Hämtat: 1.11.2023.

IRENA (2023). Policies for green hydrogen. Hämtat från: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Policy/Policies-for-green-hydrogen#Uses-of-hydrogen>. Hämtat 22.05.2023.

Jannasch A.-K., Wolf J., Pihl H., Edvall M., Axelsson L. & Nordberg L.-O.” Detaljerad analys state-of-the-art elektrolys - fallstudie,” RISE, 2021.

Jonsson F. & Miljanovic A. (2022). Utilization of waste heat from hydrogen production. Magisterarbete, Mälardalen Universitet. Hämtat från: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1670187/FULLTEXT01.pdf>. Hämtat 1.11.2023.

Kato, T., Kubota, M., Kobayashi, N. & Suzuoki, Y. (2005). Effective utilization of by-product oxygen from electrolysis hydrogen production. *Energy*, 30, pp. 2580-2595.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.07.004>

Kiviranta, K., Hopsu, J., Kanto, T., Saarikoski, A., Kärki, J. & Lehtonen, J. (2023). Pre-study on transition to hydrogen economy, specifically in Northern Ostrobothnia. VTT. Hämtat från:

https://raaseu.jict.fi/sites/raaseu.jict.fi/files/tiedostot/ajankohtaista/Pre-study%20on%20transition%20to%20hydrogen%20economy%2C%20specifically%20in%20Northern%20Ostrobothnia_final_0.pdf. Hämtat 25.9.2023.

Maggio G., Squadrito G. & Nicita A. (2022). Hydrogen and medical oxygen by renewable energy-based electrolysis: A green and economically viable route. *Applied Energy*, 306, 117993.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117993>

Mohammadpour, H., Cord-Ruwisch, R., Pivrikas, A. & Ho, G. (2021). Utilisation of oxygen from water electrolysis – Assessment for wastewater treatment and aquaculture. *Chemical Engineering Science*, 246, 117008.

<https://doi.org/10.1016/j.ces.2021.117008>

Nguyen N.T., Ryuji M. & Vo T.T.B.C. (2019). A Sustainable Energy Model for Shrimp Farms in the Mekong Delta. *Energy Procedia*, 157, pp. 926-938.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.259>

Nhuchhen D.R., Sit S.P. & Layzell D.B. (2022). Decarbonization of cement production in a hydrogen economy. *Applied Energy*, 317, 119180.

<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.119180>

Sapountzi, F. M., Garcia, J. M., Kees-Jan Weststrate, C. J., Fredriksson H. O. A. & Niemantsverdriet, J. W. Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 58, pp. 1-35, 2017
<https://doi.org/10.1016/j.pecs.2016.09.001>

Sharma S. (2022). *Green Hydrogen for Carbon Neutral Society: Opportunity, Challenges and Levelized Cost of Production*. Magisterarbete, Yrkeshögskolan Novia, Vasa.

Vasa Elektriska (2023). Teckna elavtal för företag. Hämtat från:
<https://www.vaasansahko.fi/sv/teckna-elavtal/teckna-elavtal-foretag/>. Hämtat 1.11.2023.

Vasa Vatten (2023). Vatten- och avloppsvattenavgifter. Hämtat från:
<https://www.vaasanvesi.fi/web/sv/hinnasto>. Hämtat 1.11.2023.

Vidas, L. & Castro, R. (2021). Recent Developments on Hydrogen Production Technologies: State-of-the-Art Review with a Focus on Green-Electrolysis.
<https://doi.org/10.3390/app112311363>

Viktorsson, L., Heinonen, J., Skulason, J. B. & Unnthorsson, R. (2017). A Step towards the Hydrogen Economy – A Life Cycle Cost Analysis of a Hydrogen Refueling Station. *Energies*, 10 (6).
<https://doi.org/10.3390/en10060763>

Virtanen A. (2023). *Integrating Hydrogen Economy With High Shares Of Wind And Solar Power In Finnish Energy System*. Magisterarbete, Tampereen yliopisto.