



LUNDS
UNIVERSITET

Grön Vätgasproduktion i SE4

En analys med avseende på bidrag, elektrolyrsystem
och värdet av syrgas

Anton Fritz
Fabian Holm

Examensarbete på Civilingenjörsnivå
Institutionen för Energivetenskaper
Lunds Tekniska Högskola | Lunds Universitet



Grön Vätgasproduktion i SE4
En analys med avseende på bidrag,
elektrolysörsystem och värdet av
syrgas



LUNDS
UNIVERSITET

Anton Fritz
Fabian Holm

Juni 2024, Lund

Föreliggande examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Institutionen för Energivetenskaper, Lunds Universitet - LTH samt vid Krafteringen AB i Lund.Handledare på Krafteringen AB: Annika Erlandsson; handledare på LU-LTH: professor Martin Andersson; examinator på LU-LTH: professor Martin Tunér.

Examensarbete på Civilingenjörsnivå

ISRN LUTMDN/TMHP-24/5565-SE

ISSN 0282-1990

© 2024 Anton Fritz, Fabian Holm samt Energivetenskaper

Institutionen för Energivetenskaper

Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

Box 118, 221 00 Lund

www.energy.lth.se

Abstract

Green hydrogen is one of the key solutions for industrial decarbonization in sectors that cannot be easily electrified, however, the technology faces profitability challenges. The European Union mitigates these issues through various grants. This study, in collaboration with Kraftringen, examines an investment in a hydrogen system to address these challenges. The major aims include understanding electrolyzer system operations, available grants, and the need for oxygen in wastewater treatment plants. Key research areas include finding parameter values for the electrolyzer system and comparing between the different technologies Alkaline (AEL) and Proton Exchange Membrane (PEM). Other key research areas include evaluating grants from the EU and Sweden, and the viability of integrating oxygen recovery.

We engaged with technology suppliers and authorities on grants and developed a simulation model using hourly data from 2022 and 2023 to project revenue and profitability from oxygen sales.

Findings indicate that AEL and PEM electrolyzers have more similar parameters than suggested in the literature, both with investment costs of 1,7 M€/MW. PEM systems are suitable for installations under 10MW, whereas AEL is better for larger systems over 20MW. Grants like LIFE, Innovation Fund, and Klimatklivet can cover 40-60% of investment costs, each appropriate for different project aspects. Oxygen recovery can be profitable for wastewater treatment plants, but its viability depends on capital expenditure and future electricity prices, emphasizing the need for careful economic consideration.

This study provides updated electrolyzer parameters for academic research and highlights significant grant opportunities. It also reveals that while oxygen recovery offers potential synergy in hydrogen production, its financial success is limited by electricity prices and constitutes a minor income share.

Förord

Detta projekt hade inte varit möjligt utan bidrag från många personer och organisationer. Vi vill härmed uttrycka vår tacksamhet till alla som har stöttat oss under resans gång.

Först och främst vill vi tacka Kraftringen för att de gav oss möjligheten att genomföra detta projekt och delade med sig av sin kunskap om energisektorn. Ett särskilt tack går till vår projektledare Annika Erlandsson för hennes vägledning och stöd.

Vi vill även rikta ett tack till vår andra projektledare från Novowind, Ulf Andersson. Tack för allt stöd i form av möten och samtal, din expertis har varit värdefull.

Ett stort tack riktas också till Jezper Löfberg från Modyt och Simon Bengtsson från VA-Syd för deras bidrag.

Slutligen vill vi tacka vår handledare, Martin Andersson, för hans vägledning genom projektet.

Förkortningar

AEL Alkaline Electrolyzer (alkalisk elektrolysör)

bcm Billion cubic meter of natural gas (miljard kubikmeter naturgas)

CAPEX Capital Expenditure (anläggningskostnader)

CCS Carbon capture and storage (koldioxidinfångning och lagring)

CCU Carbon capture and utilization (koldioxidinfångning och användning)

DAC Direct Air Capture (direkt insamling av koldioxid från luften)

DWTP Drinking Water Treatment Plant (vattenverk)

LCOH Levelized Cost Of Hydrogen (totalkostnad vätgas)

LHV Lower Heating Value (effektiva värmevärdet)

Nm³ Normal cubic meter (en kubikmeter gas under atmosfäriska förhållanden)

OPEX Operating Expenditure (driftskostnader)

PEM Proton Exchange Membrane (protonutbytesmembran)

PPA Power Purchase Agreement (långtidskontrakt för köp av el)

RFNBO Renewable Fuel of Non Biological Origin (förnybara drivmedel av icke-biologiskt ursprung)

SOEC Solid Oxide Electrolyzer (högtemperaturelektrolys)

TCO Total Cost of Ownership (total ägandekostnad)

TSO Transmission System Operator (transmissionsnätsföretag)

WWTP Waste Water Treatment Plant (reningsverk)

Innehållsförteckning

Abstract	i
Förord	ii
Lista över figurer	vii
Lista över tabeller	ix
1 Introduktion	1
1.1 Bakgrund	1
1.2 Kraftringen AB	2
1.2.1 Vätgas i tanken	2
1.3 Mål, syfte och frågeställning	3
1.3.1 Bidragsidentifiering	4
1.3.2 Teknikval av elektrolysörsystem	5
1.3.3 Syrgasutvinning	5
1.4 Avgränsningar	5
1.5 Arbetsfördelning	6
2 Litteraturstudie	7
2.1 Vätgas	7
2.2 EU:s klimatpolitik	8
2.2.1 Förnyelsebar vätgas	9
2.3 Sveriges klimatpolitik	10
2.4 Bidrag	12
2.4.1 LIFE	12
2.4.2 Innovation Fund	13
2.4.3 Industriklivet	14
2.4.4 Klimatklivet	15

2.5	Elektrolysörsystem	16
2.5.1	AEL-teknik	18
2.5.2	PEM-teknik	20
2.5.3	Parametrar hos en elektrolysör	22
2.6	Potentiell syrgas- och vätgasanvändning i reningsverk	26
2.6.1	Avloppsvattnets sammansättning	26
2.6.2	De tre stegen i ett reningsverk	27
2.6.3	Rening av läkemedel med hjälp av ozon	29
2.6.4	Rötning och Power-to-X	29
3	Metod	30
3.1	Metod för att bedöma ett bidrags relevans för <i>Vätgas i tanken</i>	30
3.2	Metod för att utvärdera och hitta ett passande elektrolysörsystem för <i>Vätgas i tanken</i>	30
3.3	Metod för att bedöma syrgas- och vätgasförsäljning i ett reningsverk	31
3.3.1	Pris på syrgasförsäljning	32
3.3.2	Simuleringens uppbyggnad	34
3.3.3	Försäljning av vätgas	35
3.4	Kvalificering till bidrag	35
3.4.1	Klimatnyttokvoten för <i>Vätgas i tanken</i>	35
3.4.2	Kvalificering till Innovation Fund	36
4	Resultat	37
4.1	Bidrag	37
4.1.1	LIFE	37
4.1.2	Innovation Fund	39
4.1.3	Industriklivet	42
4.1.4	Klimatklivet	46
4.2	Elektrolysörteknik	48
4.2.1	AEL-elektrolysörteknik	48
4.2.2	PEM-elektrolysörteknik	50

4.3	Syrgasinvestering och bidragskvalificering	54
4.3.1	Intäkter och vätgasbehov	54
4.3.2	Investeringsbedömning	59
4.3.3	Klimatnyttokvot	61
4.3.4	Kvalificering till Innovation Fund	64
5	Diskussion & slutsats	65
5.1	Bidrag	65
5.1.1	LIFE	65
5.1.2	Innovation Fund	66
5.1.3	Industriklivet	66
5.1.4	Klimatklivet	66
5.2	Elektrolysörteknik	68
5.3	Simuleringsresultatet	73
6	Framtida arbete	76
	Källor	77
A	Bidragen	89
A.1	LIFE, Emma Bergman, Naturvårdsverket	89
A.2	Innovation Fund, Dag Agnvall, Energimyndigheten	90
A.3	Industriklivet, Ebba Lindqvist, Energimyndigheten	92
A.4	Industriklivet, Isabella Gustafsson, Energimyndigheten	93
A.5	Klimatklivet, handläggare kundtjänst, Naturvårdsverket	93
B	Tekniken	95
B.1	Alkalisk elektrolysörteknik	95
B.2	Protonutbytesmembran elektrolysörteknik	100
C	Simuleringmodellen	106
D	Beräkning utsläpp	109

Lista över figurer

1	Områden där författarna bidrar. Krafringens bild	4
2	Tidslinje över EU:s politik som kan spåras till bidragen. Egen figur.	9
3	Komponenterna i ett elektrolysörsystem. Egen figur.	16
4	En alkalisk elektrolysörcecell och principen bakom processen. Egen figur.	20
5	En protonutbytesmembrancell och principen bakom processen. Egen figur.	22
6	Grovrening som är det första steget i ett reningsverk [58]. Bilden används med tillstånd från Kemira.	27
7	Den aktiva slamprocessen med återförandet av slam [60]. Bilden används med tillstånd från Svenskt Vatten.	28
8	Sammanställning av olika scenarier i reningsverket.	32
9	Kiloton CO_2 -besparing per miljon euro i stöd för de svenska projekten som har en godkänd ansökan från Innovation Fund.[77]-[82]	40
10	Kiloton CO_2 -besparing per miljon euro i stöd för fem stycken icke svenska projekt som har en godkänd ansökan från Innovation Fund. [83]-[87]	40
11	Sambandsdiagram mellan klimatnyttokvot upp till 1,0 och stödbelopp i miljoner kronor för åtgärder som beviljats 2020–2022 [93].	46
12	Pris för syrgasen när den säljs till luftning av industrivatten för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.	54
13	Pris för syrgasen när den säljs till ozontillverkning för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.	55
14	Pris för syrgasen när den säljs till den biologiska luftningen för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.	55
15	Sparad energi i reningsverket för olika scenarion och årtal.	56
16	Andel av årets timmar som syrgas täcker behovet hos reningsverket.	56
17	Intäkter från syrgasförsäljning för olika scenarion och årsprisdatabas.	57
18	Syrgasens intäkter som total andel av gasförsäljning.	57

19	Produktion av vätgas per MW enligt 2023 års simulering och behov av vätgas för uppgradering till e-metan enligt två olika scenarion.	58
20	Antal lastbilar för att täcka årsproduktionen av vätgas	59
21	Internräntan för investering i syrgasåtervinning för olika scenarion och investeringsstorlekar. 40% av <i>CAPEX</i> fås i stöd.	60
22	Återbetalningstid med kalkylränta för investering i syrgasåtervinning för olika scenarion och investeringsstorlekar. 40% av <i>CAPEX</i> fås i stöd.	61
23	Kiloton CO2 sparad per miljon euro i bidrag beräknat för olika stödandelar för <i>Vätgas i tanken</i>	64

Lista över tabeller

1	Användningsområden för vätgas [24].	11
2	Huvudkomponenter i ett elektrolysörsystem. För en mer detaljerad beskrivning se appendix B.2.	17
3	Parametrar från litteraturstudie för elektrolysteknik	23
4	Elprismodellen för förbrukare inom Kraftringens nät.	33
5	Konverteringsfaktorer för att beräkna kWh som syrgas ersätter.	34
6	Utsläpp för att beräkna klimatnyttokvot [67].	36
7	Exempel på tidigare projekt inom LIFE	38
8	Alla svenska samt exempel på utländska projekt inom vätgas som mottagit stöd från Innovation Fund.	39
9	Från Industriklivets obligatoriska mall vid ansökan [90].	43
10	Exempel på investeringar inom Industriklivet och dess CO ₂ -besparingar	44
11	Klimatkvot för investeringarna för en 10- och en 20-års period.	45
12	Leverantörer, alkalisk elektrolys	49
13	Data från olika leverantörer av alkalisk elektrolysteknik.	50
14	Data från olika leverantörer av PEM elektrolysteknik.	53
15	Indata till syrgasinvesteringen.	60
16	Beräkningar av totala utsläpp under anläggningens livstid. Egen elanvändning 90gCO ₂ /kWh.	62
17	Uppskattade kostnader för en vätgasanläggningen. Priser från leverantörer och konsulter.	63
18	Snittvärden för PEM och AEL för tekniker på 1-10MW	69
19	Beräkningar av totala utsläpp under anläggningens livstid. Egen elanvändning 12gCO ₂ /kWh.	109

1 Introduktion

1.1 Bakgrund

I skuggan av den nuvarande klimatkrisen lyser vätgasen som en hoppfull stjärna på den fossilfria himlen. Denna energibärare besitter en unik potential att omvandla vårt fossila resursutnyttjande och leda oss mot en mer hållbar framtid. Vätgasens förmåga att ersätta fossila insatsvaror i sektorer där elektrifiering inte är ett alternativ, har väckt entusiasm och optimism i en tid präglad av klimatutmaningar [1].

I hjärtat av EU-kommissionens klimatpolitik ligger deras handlingsplan *The European Green Deal*. I den presenteras huvudmålen, vilka är att år 2050 bli den första netto-noll utsläppande kontinenten, frikoppla ekonomisk tillväxt från resursutnyttjande och att ingen plats eller person inom EU ska lämnas bakom i denna satsning. Detta innebär en kraftig minskning av utsläppen av växthusgaser i hela unionen [2]. Drivna av EU:s klimatpolitik har Sverige satt ett mål att bli klimatneutral ännu tidigare, redan år 2045. I regeringens senaste handlingsplan, som släpptes december 2023, betonas den gröna vätgasens roll som en nyckelkomponent för att uppnå detta mål [3].

Intresset för grön vätgas, en ren och flexibel energibärare har ökat de senaste åren. Drivkraften bakom detta växande intresse är dels den ökande globala ambitionen att bekämpa klimatförändringarna, dels de framsteg som gjorts inom vätgastekniken. Idag kostar grön vätgas 2-3 gånger mer än den som framställs av fossila bränslen. Utvecklingen av effektivare elektrolysörer kommer leda till lägre produktionskostnader för grön vätgas. Framsteg i grön vätgasteknik gör denna till ett mer ekonomiskt och praktiskt alternativ för en rad olika användningsområden [4]. EU:s mål med den gröna vätgasen är dess roll i att bidra i omställningen av tunga industrier och transporter. Vätgasen kan ersätta de fossila bränslen som råvara i processerna vid produktion av kemikalier, material och drivmedel. Även i energisektorn med allt större andel intermittenta energikällor ses vätgasens lagringsmöjligheter som en lovande lösning för att balansera elnätet [5].

Sveriges förutsättningar med stora mängder förnyelsebar elproduktion har stimulerat tillväxten av gröna vätgasnav på olika platser runt om i landet. Ett vätgasnav är en central plats där produktion, lagring, distribution och användning av grön vätgas är koncentrerad. Dessa nav har naturligt utvecklats i regioner med tunga industrier som vill ställa om från det fossila till det förnybara. Norrbotten och Göteborgsregionen är två tydliga vätgasnav där användningen av grön vätgas ökar markant. Däremot har Skåne ännu inte sett samma utveckling och har idag en mager, nästintill obefintlig infrastruktur för grön vätgas. En anledning är att tung industri inte finns i samma utsträckning samt att el är en bristvara i Skåne. Vad som talar för att Skåne kan utvecklas till att också bli ett nav för grön vätgas är stora vindkraftsparker längs dess kust, bra förutsättningar för biogasproduktion och ett gasnät som kan ta emot både vätgas och biogas [6].

1.2 Krafringen AB

Krafringen AB är ett energibolag som ägs av kommunerna Lund, Eslöv, Hörby och Lomma. De huvudsakliga produkterna Krafringen erbjuder är el- och gashandel samt distribution av dessa, produktion och distribution av fjärrvärme och fjärrkyla och de säljer även datakommunikationstjänster. Krafringen har en stark miljöprofil och satsar på förnybar energi och energieffektivisering. Företaget har sitt huvudkontor i Lund och har cirka 600 anställda och omsatte cirka 5 miljarder kronor år 2023. De är en viktig aktör i regionens energisystem och har en stark lokal förankring.

1.2.1 Vätgas i tanken

Krafringens ägarkommuner saknar vissa av dem naturliga incitament och förutsättningar som andra regioner besitter för produktion av grön vätgas. För att bemöta detta problem har Krafringen AB initierat projektet *"Vätgas i tanken"*. Projektet, vilket är delfinansierat av Vinnova, är en förstudie med ett övergripande mål att utföra en genomförbarhetsanalys som hjälper till att ta beslut om en investering i en framtida vätgasanläggning för produktion av grön vätgas i Skåne. Målet med förstudien är att skapa en kostnadseffektiv och säker värdekedja för vätgas, från integration och produktion till distribution. För att uppnå god

ekonomi i vätgassatsningar krävs synergier. Projektet undersöker därför möjligheten att integrera vätgas med befintlig infrastruktur, till exempel elnät, restvärme, biogasanläggningar och reningsverk. Genom dessa synergier blir de huvudsakliga intäktströmmarna försäljning av vätgas, syrgas, stödtjänster till elnätet och försäljning av restvärme till fjärrvärmenät. De parter utöver Krafringen som är inblandade i *Vätgas i tanken* är VA SYD, Novowind, LTH och Modity som alla är specialister inom olika områden.

Projektet strävar även efter att öka medvetenheten om vätgas och dess potential bland användare och intressenter. Genom att möjliggöra etableringen av en vätgasanläggning i Skåne, vill Krafringen bidra till en mer hållbar och diversifierad energiförsörjning, samt att främja övergången till en mer miljövänlig fordonsflotta. Planerna för det framtida projektet är att anläggningen förväntas tas i drift mellan 2027 och 2028. Även om budgeten ännu inte är definitivt fastställd, uppskattas den ligga mellan 150 och 250 miljoner kronor. Den planerade vätgasanläggningen är tänkt att vara en systemlösning, med nyckelkomponenter som elektrolysörsystem, bränslecellssystem, kompressionssystem och gaslagring.

1.3 Mål, syfte och frågeställning

På grund av att *Vätgas i tanken* är ett omfattande projekt kommer författarna endast att stötta projektet inom några delområden, se den gulmarkerade texten i figur 1. *Teknisk utformning* består av att identifiera det bäst anpassade elektrolysörsystemet för projektet. Områdena *Investeringskalkyl & Finansieringsplan* och *Intäkts & Kostnadsströmmar* består av att ta fram kostnader för elektrolysörsystemet, identifiera vilka bidrag som bör sökas, samt göra en investeringskalkyl för syrgasutvinning.

Lokalisering & teknisk utformning	Affärsmodell & Styrning	Vätgas som drivmedel
Lokalisering	Intäkts & kostnadsströmmar	Omvärldsbevakning vätgasfordon/tankstationer
Tekniskutformning	Sektorskopplingar	Förändra kännedom och attityd fordonsägare
Investeringskalkyl & Finansieringsplan	Styrning & mjukvara	Möjliggöra samarbeten

Figur 1: Områden där författarna bidrar. Krafringens bild

1.3.1 Bidragsidentifiering

Då grön vätgas är i ett tidigt stadie i Krafringens ägarkommuner, saknas avsättning för denna i regionen. Därför, för att underlätta eventuella investeringsbeslut, är stöd och bidrag ett viktigt område som projektledarna vill undersöka. Av denna anledning kommer ett område av rapporten innefatta en bidragsdel. Syftet är att identifiera bidrag som kan vara aktuella för projektet och sedan lämna en rekommendation vilket eller vilka av bidragen som bör sökas. Frågeställningen är:

- Vilka bidrag är lämpliga för projektet?
- Hur stor är stödandelen för lämpliga bidrag?
- Vilka krav måste uppfyllas för att få bidrag?
- Hur står sig projektet mot andra godkända projekt inom lämpliga bidrag?

1.3.2 Teknikval av elektrolysörsystem

För *Vätgas i tanken* är den tänkta produktionsmetoden för grön vätgas vattenelektrolys. Projektet vill ha mer information om detta och av denna anledning kommer ett område av rapporten innefatta en tekniskdel för elektrolysörsystem. Frågeställningen är:

- Vilket elektrolysörsystem passar för projektet *Vätgas i tanken*?
- Vilka aspekter av systemet är viktiga att beakta?

1.3.3 Syrgasutvinning

Syftet är att ta reda på hur en syrgasutvinning lönar sig ekonomiskt och hur den sparar på utsläpp. Frågeställningen är:

- Är en investering i syrgasutvinning lönsam med hjälp av bidrag?
- Hur stora blir intäkterna av att sälja syrgas?
- Vad kostar syrgasinfrastrukturen?
- Hur stora är intäkterna av att sälja syrgas i relation till total försäljning?

1.4 Avgränsningar

- Endast AEL och PEM elektrolysörsystem kommer undersökas.
- Endast elektrolysörsystem från Europa och USA kommer att undersökas
- Storlek av elektrolysörsystemet kommer vara 1-10MW
- Endast finansiella bidrag var av intresse, så kallade *grants*.
- Intäkter från stödtjänster och fjärrvärme har inte tagits med i simuleringen då andra parter i *Vätgas i tanken* utfört det.

1.5 Arbetsfördelning

Fabian Holm & Anton Fritz har bidragit till följande avsnitt:

- 1: Introduktionen
- 2.2: EU:s klimatpolitik & Förnyelsebar vätgas

Fabian Holm har bidragit till följande avsnitt:

- Förord
- Populärvetenskaplig sammanfattning
- 2.1: Vätgas
- 2.5: Elektrolysörsystem
- 3.2: Metod för att utvärdera och hitta ett passande elektrolysörsystem för *Vätgas i tanken*
- 4.2: Elektrolysörsystem
- 5.2: Elektrolysörsystem

Anton Fritz har bidragit till följande avsnitt:

- Abstract
- 2.3: Sveriges klimatpolitik
- 2.4: Bidrag
- 2.6: Potentiell syrgas- och vätgasanvändning i reningsverk
- 3.1: Metod för att bedöma ett bidrags relevans för *Vätgas i tanken*
- 3.3: Metod för att bedöma syrgas- och vätgasförsäljning i ett reningsverk
- 3.4: Kvalificering till bidrag
- 4.1: Bidrag
- 4.3: Syrgasinvestering och bidragskvalificering item 5.1: Bidrag
- 5.3: Simuleringsresultatet

2 Litteraturstudie

Genom en systematisk granskning av befintlig forskning och litteratur inom området elektrolysoresystem, bidrag och syrgasutvinning. Syftar litteraturstudien till att sammanfatta och analysera tidigare publicerade studier och texter för att utvärdera nuvarande kunskap, identifiera kunskapsluckor och bidra till nya insikter inom ämnet. Litteraturstudien berör först den gröna vätgasen samt EU:s och Sveriges implementation av denna. För att sedan presentera olika bidrag och de elektrolysoresystem som kommer analyseras i denna rapport. Slutligen beskrivs avloppsvattnets sammansättning, hur ett reningsverk fungerar samt behovet av syrgas och vätgas i ett reningsverk

2.1 Vätgas

Väte, H, utgör det mest förekommande ämnet i universum. Trots dess rikliga förekomst är vätgasen, H_2 , i sin renaste form otillgänglig och knappt naturligt förekommande på jorden. Vätgas som förekommer naturligt, återfinns i jordskorpan och kallas för ”vit vätgas” och extraheringen av denna är just nu i ett tidigt utvecklingsstadium [7]. Den huvudsakliga förekomsten av väte på jorden finns i vatten, H_2O , där två väteatomer bundna till en syreatom utgör vattenmolekylen. Vätgas är den lättaste av alla kända gaser, och under normala atmosfäriska förhållanden saknar gasen både lukt och färg. Blandas vätgasen med syrgas bildas knallgas, vilket är explosivt. Vätgas har den högsta kända gravimetriska energidensiteten med 120 MJ/kg (LHV). Detta innebär att per kilo vätgas frigörs mer energi än per kilo av något annat bränsle vid förbränning. Volymetrisk energidensitet för vätgas vid 700 bars tryck är 5.6 MJ/L. Bensin som referens innehåller 32 MJ/L [8]. En stor fördel med att använda vätgas i till exempel fordon är att bränslet inte innehåller kol vilket gör att utsläpp av CO_2 inte förekommer. Förbrukas vätgas i en förbränningsmotor eller i ett bränslecellssystem blir avgaserna främst vattenånga. Dock kan NO_x uppstå från förbränningsmotorn på grund av luften som förbränns med vätgasen [9].

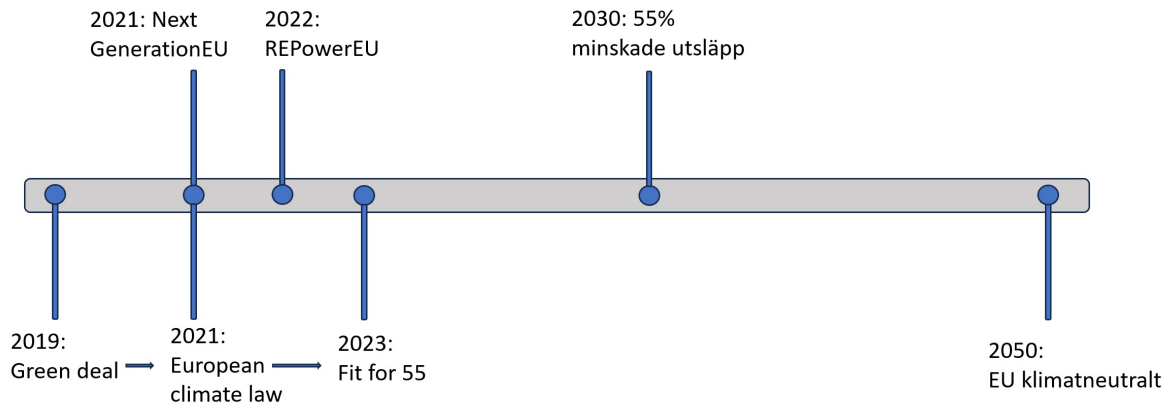
Vätgas är i sig själv varken ett förnybart bränsle eller en växthusgas, dock är framställningsprocessen relevant för att avgöra dess miljömässiga kvalificering. Vätgas kan framställas genom många olika metoder och får således olika klassificeringar som tex grön, gul, blå eller grå. Vanliga framställningsmetoder är reformering av fossila bränslen, gasifiering av biomassa samt vattenelektrolys. För närvarande framställs den största delen av vätgas från naturgas, via en process som heter ångreforming, och får klassningen ”grå” vätgas och är varken förnybar eller hållbar [10] [11]. Den här rapporten fokuserar på grön vätgas framställd från vattenelektrolys och definieras i 2.2.1.

2.2 EU:s klimatpolitik

Klimatets plats i nationell och internationell politik har fått mer och mer utrymme under årens gång. En av de större händelserna i global klimatpolitik var Parisavtalet 2015 där 196 parter enades om att den globala temperaturen inte får öka med mer än 1,5 °C [12]. Parisavtalet har sedan tagits hem till respektive part för att resultera i lagar och mål för att uppnå avtalet. I slutet av 2019 presenterade EU *The European Green Deal*, en ambition där EU vill att Europa ska bli den första klimatneutrala kontinenten år 2050 [2]. Denna politiska ambition blev sedan lag, *European Climate Law*, där medlemsländerna blev skyldiga att ha en plan för att nå ambitionen i sitt eget land med en minskning av CO₂-utsläpp med 55% till år 2030 jämfört med utsläppsnivån år 1990, samt att vara helt CO₂-neutrala till 2050 [13]. För att ge stöd åt alla sektorer som omfattas, klubbades i oktober 2023 *Fit for 55* igenom, ett paket som ska se till att EU:s policy är i linje med de mål man har satt upp. Den uppdaterar och lägger till i den redan godkända klimatlagen för att se till att målen nås. Exempel på ändringar som görs genom *Fit for 55* är tex ändrade regler för handel med utsläppsrätter och mer hållbara bränslen i flyg- och marinsektorn [14].

Många av sektorerna som omfattas av klimatlagen och *Fit for 55* är svåra eller dyra att få minskade utsläpp i, vilket är varför EU har initiativ för att accelerera omställningen. Två av initiativen är *NextGenerationEU* och *REPowerEU*. Det förstnämnda lanserades 2021 som ett svar på Covid-19 för att se till att medlemsländerna kunde återhämta sig och bli starkare efter pandemin. Det viktigaste inslaget i *NextGenerationEU* är *Faciliteten för återhämtning*

och *resiliens*, kallat RRF, som omfattar ekonomiskt stöd på 672,5 miljarder euro av både lån och bidrag. För att en stat ska få medel krävs att man lämnar in en återhämtningsplan för landet. Från RRF ansökte Sverige endast om bidrag, inga lån [15]. *REPowerEU* är EU:s svar på Rysslands invasion av Ukraina och den energikris som uppstod då rysk gasimport kraftigt minskades. 2021 stod rysk naturgas för över 40% av den totala gasen i EU till att 2023 vara 8% [16]. Finansieringen bakom *REPowerEU* kommer från samma källa som för *NextGenerationEU*, nämligen RRF. De tre stora målen med paketet är att diversifiera var naturgasen kommer ifrån inom EU, spara energi och producera mer grön energi. Biometan ses som en viktig punkt i *REPowerEU* där målet är att fram till 2030 ska EU skala upp biometanproduktionen till 35 bcm per år genom att investera 37 miljarder euro fram tills dess. För vätgasens del har EU som mål att producera 10 miljoner ton vätgas internt och importera lika mycket för att ersätta naturgas, olja och kol i sektorer som är svåra att dekarbonisera. [17]. En tidslinje över EU:s paket och satsningar ses i figur 2.



Figur 2: Tidslinje över EU:s politik som kan spåras till bidragen. Egen figur.

2.2.1 Förnyelsebar vätgas

En metod som blir alltmer framträdande är elektrolytisk spjälkning av vatten för att producera vätgas. Denna process innebär användning av elektrolys, där elektricitet driver den elektrokemiska separationen av vatten till vätgas och syre. Vid rätt omständigheter klassificeras vätgasen som framställs på detta sätt som *förnybar* och *grön*. EU-kommissionen har presenterat krav för att vätgas ska få klassas som grön. Det första kravet är att elen som används ska

vara förnyelsebar vilket kan vara sol-, vind- och vattenkraft men även energi från geotermi och biomassa [18]. Ett annat krav är additionalitetsprincipen, där vätgas ska produceras med ny installerad elproduktion från förnybara energikällor. Detta krav innebär att elförbrukningen för att producera grön vätgas måste ske utöver befintlig elproduktion. Detta är för att undvika ökad användning av fossil elproduktion. Ytterligare finns det krav på att det ska finnas en tidsmässig och geografisk korrelation mellan produktionen av el och vätgas. Det betyder att det i framtiden kommer att krävas att vätgasen producerats i samma timme som den förnybara elen och att produktionen ligger i samma eller intilliggande elprisområde. För tillfället när denna rapporten skrivs är vissa regler undantagna för att stimulera vätgasproduktion [19].

Om ett land eller elprisområde redan har en övergripande grön elmix, $> 90\%$ finns undantag från ovan nämnda krav. För Sveriges del innebär det att i elprisområde 1 och 2, vilket är norra halvan av landet, behövs inte PPA tecknas för att få klassa vätgasen som grön. En PPA är ett långsiktigt avtal mellan en elproducent och en köpare där parterna kommer överens om priset och villkoren för leverans av el. Genom en PPA säkrar elproducenten en stabil inkomstström, medan köparen får en pålitlig och ofta kostnadseffektiv tillgång till el. I elprisområde 3 och 4, södra halvan av Sverige, måste PPA tecknas och innan 2030 måste el och vätgas produceras under samma kalendermånad. Sedan efter 2030 måste det ske under samma timme [20]. Anledningen till skillnaden mellan prisområdena är att i norra Sverige är vatten- och vindkraft det dominerande kraftslaget medan i södra är det kärnkraft vilket inte definieras som förnybart av EU [18].

2.3 Sveriges klimatpolitik

Under 2017 presenterade Sveriges riksdag ett klimatpolitiskt ramverk. Detta gjordes för att följa de klimatpolitiska EU-direktiven, som var en följd av Parisavtalet 2015, samt för att uppnå de klimatutsläppsmål som fastställts av det Europeiska rådet. Ramverket består av en klimatlag, klimatmål och ett klimatpolitiskt råd. Klimatmålet uppger att Sverige ska nå noll nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären senast år 2045 och därefter uppnå negativa utsläpp [21]. Klimatmålet följdes upp den 17 december 2019 då regeringen presenterade den första handlingsplanen för att uppnå målet [22]. I denna rapport nämns vätgasens roll marginellt.

Den nämner dock att Sverige bör satsa på vätgasteknologin, som kan tänkas bli en viktig komponent för att nå klimatmålen i framtiden. Vid denna tiden var vätgasens nytta mer teoretisk än praktiskt implementerbar. Ordet *vätgas* förekommer 4 gånger i rapporten.

I regeringens handlingsplan, som publicerades den 21 december 2023, betonades vätgasens potential betydligt mer. Ordet *vätgas* förekommer 53 gånger. Handlingsplanen diskuterar vätgasens roll i att skapa laddinfrastruktur och tankinfrastruktur, och hur den kan bidra till att ersätta bensin och diesel i transportsektorn. Handlingsplanen lyfter fram vätgasens betydelse för omställningen till ett utsläppsfritt samhälle och den nämner även att vätgasproduktionen förväntas ha en stor inverkan på framtida elbehov i Sverige och Europa [3]. Den 14 mars 2024 kom regeringen med en proposition för energipolitikens långsiktiga inriktning. I propositionen nämns ordet *vätgas* 83 gånger. Det nämns att vätgasen som brukas i Sverige ska vara 42% förnybar år 2030 och 60% till 2035. ”Fossilfri vätgas kommer att utgöra en viktig del av Sveriges framtida energisystem och är en förutsättning för utfasning av fossila bränslen i industrin och kommer att vara viktig för att minska utsläppen från bl.a. tunga transporter” [23].

Den gröna vätgasen har många användningsområden. Se tabell 1 för en översikt över dessa.

Tabell 1: Användningsområden för vätgas [24].

Användningsområde	Beskrivning
Transport	Vätgas används som bränsle i bränslecellsfordon och i förbränningsmotorer, vilket ej ger upphov till utsläpp av CO_2 .
Energilagring, elproduktion, och frekvensreglering	Vätgas lagras eller omvandlas till elektricitet i bränsleceller för att stödja förnybar intermittent energiproduktion som sol- och vindkraft. Elektrolysörer och bränsleceller är kopplade till elnätet och kan därför öka eller minska sin produktion av vätgas eller el för att hjälpa till att reglera frekvensen på elnätet.
Industriellt bruk	Används vid petrokemisk raffinering, oljeproduktion och ammoniakstillverkning. Även som råvara för kemiska processer i olika industriella tillämpningar som stålproduktion och uppgradering av bränslen (RFNBO-framställning). Vätgas kan även användas inom olika CCU tillämpningar inom industrier med stora koldioxidutsläpp.

2.4 Bidrag

I den aktuella tidsperioden för denna studie, våren 2024, är affärsmodellen för grön vätgas osäker. Produktionen av grön vätgas är kostsam och det är utmanande att hitta pålitliga intäktskällor. Bland de aktörer som är intresserade av att implementera produktion av grön vätgas diskuteras fenomenet ”hönan och ägget” - ska produktionen av grön vätgas starta innan det finns aktiva och storskaliga köpare, eller bör det finnas ett aktivt och storskaligt behov av grön vätgas innan produktionen påbörjas? Denna osäkerhet på intäktskällor gör investeringar i grön vätgasinfrastruktur svår att räkna hem. Ekonomiska prognoser visar på långa återbetalningstider och osäkra framtidsutsikter [25]. För att stötta investeringar i den här tekniken finns bidrag att söka för att skynda på etableringen av tekniken.

I följande kapitel kommer fyra olika bidrag att presenteras som kan vara av intresse när stöd söks för en satsning inom vätgas. Alla bidragen kommer direkt eller indirekt från EU men en del söks via svenska myndigheter och andra direkt via EU:s portal för bidrag, kallad ”*Call for proposals*”. Fler bidrag än vad som presenteras undersöktes, då de inte var relevanta på grund av storlek på projektet eller att de riktades mot forskningsprojekt har de inte tagits med i den här rapporten.

2.4.1 LIFE

LIFE är ett program som funnits inom EU sedan 1992 och har som uppgift att påskynda implementeringen av medlemsländers klimat- och miljölagstiftning. Utformningen av programmet har ändrats genom åren och nuvarande bidragsperiod sträcker sig från 2021 till 2027. Programmet ska ”...underlätta utveckling och utbyte av bästa praxis och kunskap, hjälpa berörda parter att testa och demonstrera innovativa tekniker och lösningar, och mobilisera finansiering från andra källor”. Den ska även se till att förbättra biologisk mångfald, miljö och stötta övergången till en cirkulär och energieffektiv ekonomi. Budget för projekt är typiskt 15-30 miljoner kronor [26]. Det finns fyra delområden vilka är:

- Natur och biologisk mångfald
- Cirkulär ekonomi och livskvalitet

- Begränsning av och anpassning till klimatförändringar
- Övergång till ren energi

2.4.2 Innovation Fund

Fonden har i syfte att stimulera innovativa teknologier som dekarboniserar industrier och energimarknaden. Finansiering till fonden kommer från EU:s utsläppshandel av CO_2 och storleken är nu på 530 miljoner utsläppsrätter. Värdet på utsläppsrätterna är det som kommer avgöra den totala storleken på fonden. Med ett CO_2 -pris på 75 euro/ tCO_2 blir det totalt 40 miljarder euro mellan 2020 och 2030. Målet är att hjälpa företag att investera i grön omställning, stimulera ekonomisk tillväxt, skapa framtidssäkra jobb och stärka EU:s teknologiska ledarskap. Stöd till projekt ges de första 10 åren av driftsperioden och till investeringskostnader. Undvikta utsläpp räknas därför för de första 10 åren som anläggningen är i drift [27]. EU:s innovationsfond öppnade sin första *Call for proposals* 2020 och de första projekten som fick stöd bestämdes 30 juni 2021 [28].

Kriterier som bedöms inom fonden är:

- Effektivt utsläpp av växthusgaser
- Innovationsgrad
- Projektets mognad
- Reproducerbarhet
- Kostnadseffektivitet

EU:s vätgasstrategi talades det om i kapitel 2.2 där andelen förnyelsebar vätgas i EU ska uppgå till 20 miljoner ton per år. Ett sätt att stimulera produktionen av vätgas inom EU är att för första gången hålla en vätgasauktion där 800 miljoner euro ska delas ut, från Innovation Fund, i stöd till vinnarna. Stödet kommer att delas ut i form av €/kg producerad vätgas av RFNBO-typ. Resultatet publicerades 30 april 2024, och visar att stöd mellan 0,37-0,48 €/kg H_2 kommer att delas ut till vinnarna [29].

2.4.3 Industriklivet

Energimyndigheten har delat ut stöd från fonden Industriklivet sedan 2018 och i samband med att Sverige lämnade in sin återhämtningsplan för *NextGenerationEU*, breddades stödet till att även innefatta ”strategiskt viktiga insatser inom industrin såsom forskning, förstudier och investeringar” [15]. Tre olika områden finns att söka stöd inom:

1. Processindustrins utsläpp av växthusgaser
2. Negativa utsläpp
3. Strategiskt viktiga insatser inom industrin

I område 1 vill man minska utsläpp som uppstår i olika processer inom industrin. Här ingår inte energibolags framställning av el. Fackling av restgaser, minskning av inköpta bränslen och CCS är exempel på projektstöd inom området. I område 2 är det permanent minskning av CO_2 i atmosfären som kan söka stöd, så kallad CCS. Skillnaden mellan CCS i område 1 och 2 är att i område 1 kan CCS få stöd om andra alternativ saknas medan i område 2 är affärsmodellen CCS. CCU får inte stöd inom område 2. I område 3 är det ”innovativa lösningar inom industrin som på ett väsentligt sätt bidrar till att minska växthusgasutsläppen i övriga samhället” [30]. I sin bedömning av vad Industriklivet ska åstadkomma, sa regeringens bakgrundspromemoria att det fanns 2 huvudpunkter som var:

- Bidra till minskade processrelaterade utsläpp inom industrin för att Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären.
- Ökad innovation avseende industrins möjlighet att ställa om till minskade utsläpp av växthusgaser.

För att sedan nå målen sattes bedömningar upp som var:

- Innovationsmål avseende industrins möjlighet till att ställa om.
- Koldioxidmål som gör det möjligt för Sverige att minska utsläpp i processindustrin.
- Konkurrensområde där Sveriges konkurrens inom industrin ska bibehållas eller stärkas. [31]

2.4.4 Klimatklivet

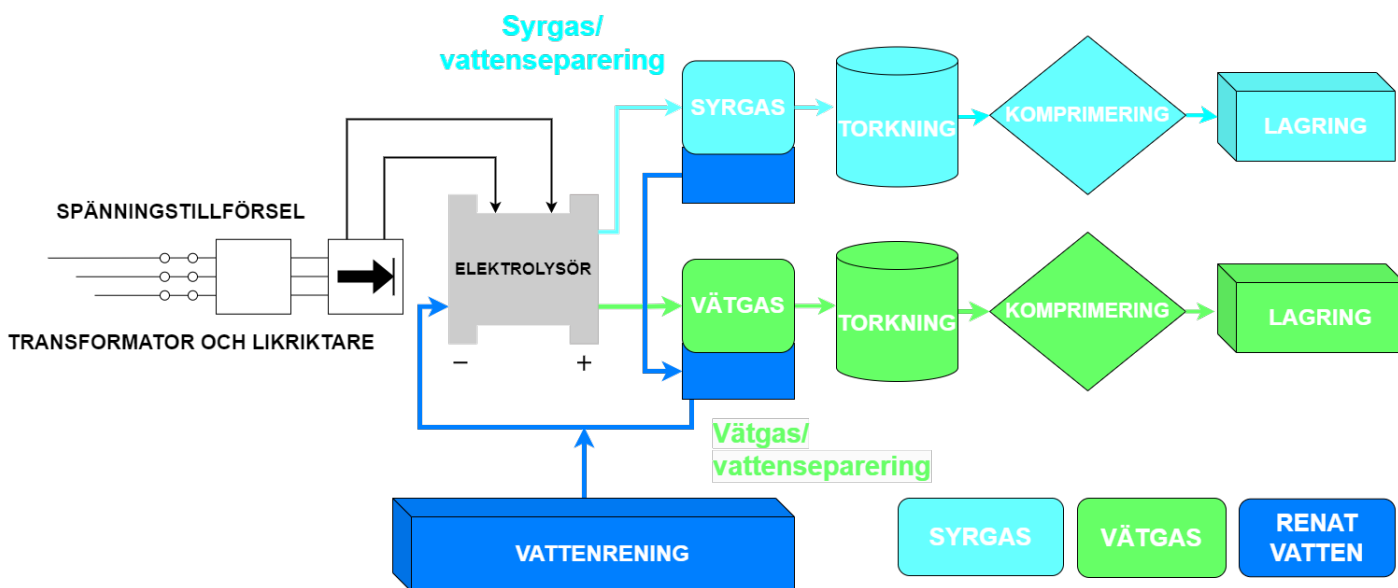
Bidraget har getts ut sedan 2015 och behandlas av Naturvårdsverket. Det regleras i förordning (2015:517) och ingick även i Sveriges återhämtningsplan likt Industriklivet [15], vilket gör att det är delfinansierat av EU. Bedömningskriterier är främst minskning av växthusgaser per investerad krona, så kallad klimatnyttokvot. Är klimatnyttokvoten samma för flera ansökningar vid ett ansökningstillfälle tas hänsyn även till spridning av teknik, andra miljömål och sysselsättning [32]. Kategorier som kan få stöd inom Klimatklivet är tex:

- Jordbruk
- Laddstationer för elfordon
- Fossilmfria lösningar inom sjöfart, flyg och tunga transporter
- Vätgas

För vätgas ges stöd för framställning, infrastruktur, transport av vätgas samt tankstationer. Vätgasen måste klassas som förnybar för att kunna söka stöd och beskrevs i 2.2.1. Stödnivån är 20-70% och omfattas av EU:s gruppundantagsförordning som reglerar inom vilka områden som staten får stötta projekt och inte bryta mot gällande konkurrenslagstiftning inom EU [20]. Industriklivet omfattas även av denna förordning [33].

2.5 Elektrolysörsystem

En elektrolysör är en anordning konstruerad för att utföra elektrolys, en process som utnyttjar elektrisk energi för att spjälka vattenmolekyler, H_2O , till vätgas, H_2 och syrgas, O_2 . För att denna process ska fungera effektivt och för att systemet ska bibehålla sin durabilitet krävs flera samverkande kringkomponenter som tillsammans bildar ett elektrolysörsystem. Förutom själva elektrolysören, består huvudkomponenterna i detta system av kraftelektronik, styr- och säkerhetssystem, vattenrening, kylningsteknik, torkningsteknik, kompressorer och lagring, se figur 3 för en överblick och tabell 2 för beskrivning av respektive komponents funktion [10].



Figur 3: Komponenterna i ett elektrolysörsystem. Egen figur.

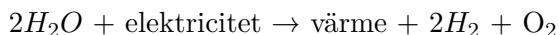
Styrsystemet består av ström- och spänningsreglering, temperaturkontroll, tryckkontroll, gasflödeskontroll, säkerhets- och dataövervakning/loggning samt automatisering och fjärrstyrning. Fjärrstyrning är viktigt om elektrolysören ska agera på stödtjänstmarknaden eller för att optimera körningen så att vätgas produceras så billigt som möjligt [34][35].

Tabell 2: Huvudkomponenter i ett elektrolysörsystem. För en mer detaljerad beskrivning se appendix B.2.

Komponent	Beskrivning
Spän- ningstillförsel	Transformator: Omvandlar ström från elnätet till lämplig spänningsnivå för elektrolysen. Likriktare: Konverterar växelström från transformatorn till likström som elektrolysen kräver.
Vattenrening	Vattnets kvalitet är avgörande för elektrolysörens effektivitet och livslängd. Därför krävs vattenreningssystem som avlägsnar föroreningar som mineraler, organiska ämnen, salter och klor från vattnet.
Elektrolysören	I centrum av systemet, där elektrisk energi används för att spjälka vattenmolekyler till vätgas och syrgas.
Kylningssystem	Reglerar temperaturen i systemet för säker körning.
Gas- och vattenseparation	Separerar den producerade syr- och vätgasen från vattnet.
Torkning	Spår av vattenånga i gaserna kan vara problematisk i vissa applikationer. Därför kan torkningssystem användas för att avlägsna fukt från gaserna.
Komprimering	Gaserna komprimeras för att underlätta lagring.
Lagring	Den producerade gasen kan lagras i olika former, till exempel i trycktankar.

Själva huvudkomponenten i elektrolysören är stacken. Stacken består av ett antal seriekopplade celler. Det är i dessa celler den elektrokemiska reaktionen sker. Cellerna i en elektrolysör har tre huvudkomponenter, elektrolyten, en katod och en anod, se figur 4 och 5. När en elektrisk ström passerar genom elektroderna i cellen startar reaktionerna. Alltså själva elektrolysprocessen där vatten spjälkas till syr- och vätgas. Beroende på den specifika tekniken som används kan

cellernas utseende och konstruktion variera. Även reaktionerna vid anoden och katoden, så kallade *half cell reactions*, skiljer sig åt beroende på teknik. Trots detta blir den totala reaktionen för vattnelektrolys alltid densamma [10].



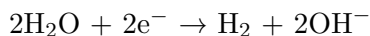
Inom elektrolyserteknikens område pågår en omfattande utveckling med kontinuerlig förfining och förbättring. Parallellt växer nya tekniker fram som var och en har sina för- och nackdelar. Elektrolyserteknikerna som förekommer idag är följande: Protonutbytesmembran (PEM), Alkalisk (AEL), Högtemperatur (SOEC), och Anjonbytesmembran (AEM) [36]. Tekniken som främst är tillgänglig i industrin idag är PEM och AEL, därför undersöks endast dessa.

2.5.1 AEL-teknik

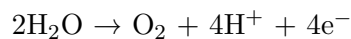
AEL har funnits i över 100 år och är den äldsta elektrolysertekniken. Tekniken har genomgått kontinuerlig förfining och optimering och är idag den mest etablerade och vanligast förekommande elektrolysertekniken [36].

En central komponent i en alkalisk elektrolyscell är elektrolytlösningen. Detta är en blandning av vatten och ett ämne som gör lösningen elektriskt ledande. Den vanligaste lösningen är KOH (kaliumhydroxid), vars elektriskt ledande egenskaper möjliggör starkare strömflöde i cellen vilket underlättar spjälkningen. Cellen har även en komponent som kallas för diafragman. Diafragman i en AEL cell är vanligtvis gjord av ett poröst material och är till för att separera katoden och anoden samt släppa igenom hydroxidjoner.

En annan del av cellen är katoden, vilket är en negativ elektrod. Denna är vanligtvis gjord av nickel eller kol och har en stor ytareal för att maximera reaktionsytan. Katodens funktion är att ta emot elektroner från den externa strömförsörjningen. Dessa elektroner används sedan för att reducera vätejoner till vätegas. Genom att vattnet reagerar med elektronerna bildas hydroxidjoner och vätegas:



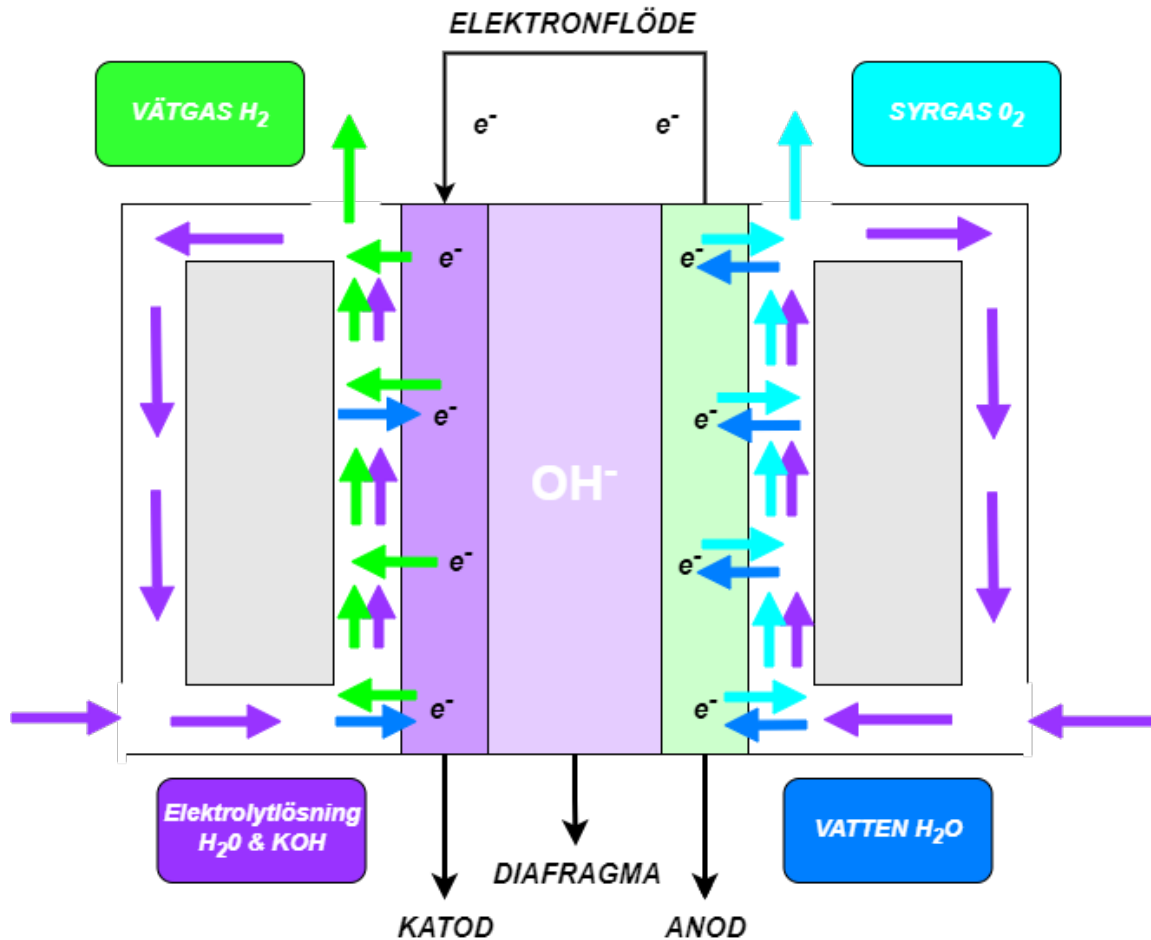
Sista delen av cellen är anoden, vilket är en positiv elektrod. Denna är vanligtvis gjord av nickel eller iridiumoxid. Anodens funktion är att underlätta oxideringen av vattnet. Vid anoden sker följande reaktion:



När vatten tillåts att strömma in i elektrolysören och en elektrisk ström appliceras på elektroderna sker följande:

- Elektronflöde: Elektroner flödar från den positiva anoden till den negativa katoden genom en elektrisk ledare.
- Vattenspjälkning och vätgasbildning: Vid katoden reduceras vattenmolekyler till vätgas och hydroxidjoner.
- Jontransport: Hydroxidjonerna transporteras genom diafragman till anoden.
- Vattenspjälkning och syrgasbildning: Vid anoden oxideras vattenmolekyler till syrgasjoner.
- Gasseparation: Vätgas och syrgas separeras på grund av diafragman och kan sedan samlas upp i separata behållare [10] [36].

Se figur 4 för visualisering av reaktionerna i cellen.



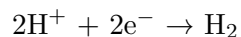
Figur 4: En alkalisk elektrolysörcell och principen bakom processen. Egen figur.

2.5.2 PEM-teknik

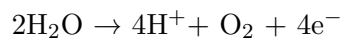
PEM är en allt mer förekommande elektrolysrörteknik och utgör idag en central komponent i många moderna elektrolyrsystem för produktion av grön vätgas [36].

Elektrolyten i en PEM cell består oftast av perfluorosulfonsyra som är ett surt material. Elektrolyten är oftast en smal film och tack vare dess sura egenskaper agerar det som ett membran som attraherar positiva joner och repellerar negativa joner. Detta gör att elektrolyten endast släpper förbi positiva vätejoner.

Katoden i en PEM-cell utgörs oftast av platina, ett dyrbart men elektriskt ledande material med hög katalytisk aktivitet. Under elektrolysen attraherar katoden positivt laddade vätejoner, H^+ , som passerar genom elektrolyten från anoden. Vid katoden reduceras vätejoner av elektroner, e^- , för att bilda vätgas, H_2 :



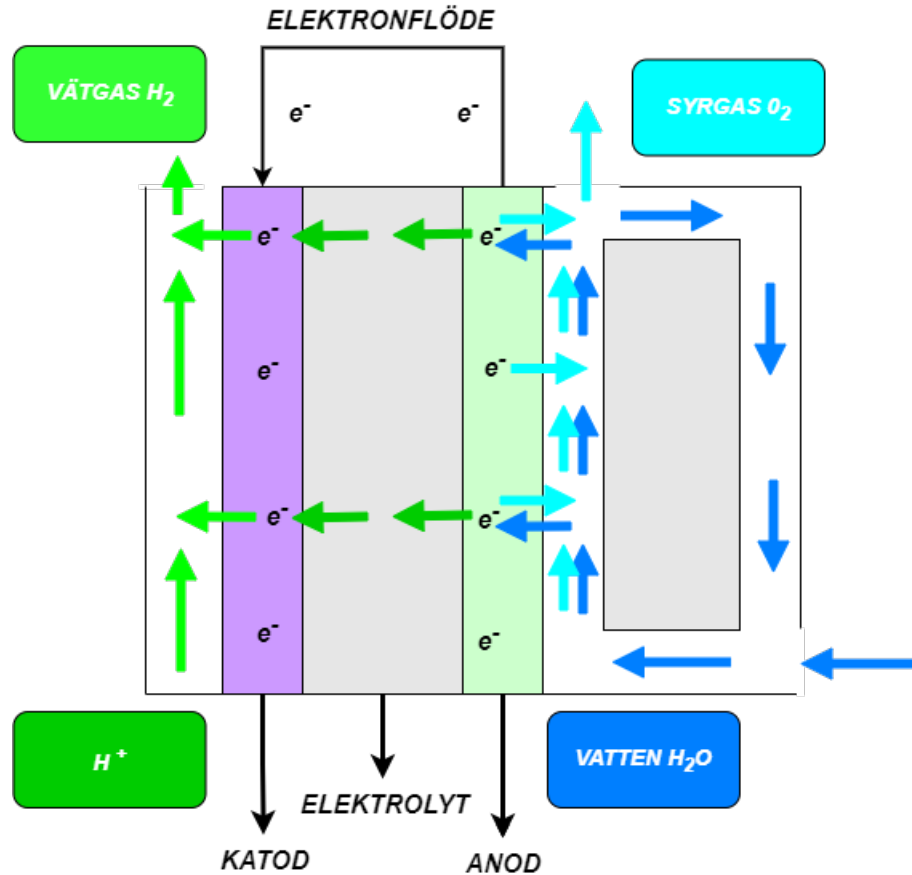
Anoden i en PEM-cell består oftast av iridium, ett dyrbart men korrosionsbeständigt material. Iridium är en ädelmetall som tål de sura och oxidativa förhållanden som finns inne i en PEM-cell. Vid anoden reagerar vattnet för att bilda vätejoner och syrgas:



När vatten tillåts att strömma in i en PEM-elektrolysör och en elektrisk ström appliceras på elektroderna sker följande:

- Elektronflöde: Elektroner flödar från anoden till katoden genom ledaren.
- Vätgasbildning: Vid katoden reagerar vätejoner med elektroner för att bilda vätgas.
- Syrgasbildning: Vid anoden separeras vattenmolekylen från dess elektroner för att bilda syrgas och vätejoner.
- Gasseparation: Vätgas och syrgas hålls avskilda med hjälp av elektrolyten [10].

Se figur 5 för visualisering av reaktionerna i cellen.



Figur 5: En protonutbytesmembrancell och principen bakom processen. Egen figur.

2.5.3 Parametrar hos en elektrolysör

För att jämföra de två valda elektrolysörteknikerna används elektrolysörens specifika parametrar. I tabell 3 presenteras de parametrar som på uppmaning av projektledarna har bedömts som viktiga att undersöka. Notera att det emellanåt är stora skillnader för spannet mellan lägsta och högsta värdet för parametrar inom samma teknik. Ett exempel på detta är parametern *Tryck gasutflöde nominell* där spannet är 0-700bar för PEM och 0-200bar för AEL. Parametrarna *CAPEX*, *Driftstemperatur nominell* och dem som har med stacken att göra har även stora spann. Detta kan bero på olika anledningar som föråldrade källor eller studier av äldre teknik, variationer av mätningmetoder och storlekar på systemen. Ett exempel är att vid uppskalning kan tekniken bli billigare och då kommer *CAPEX* skilja sig åt jämfört med mindre system och då fås ett stort spann på parametern.

Tabell 3: Parametrar från litteraturstudie för elektrolysteknik

Parameter	Enhet	PEM	AEL
Spec. energiförbrukn. sys.	[kWh/Nm ³ H ₂]	4,35 - 7,50 [37][38]	3,80 - 7,0 [39][38]
Produktionshastighet	[kg H ₂ /h & MW]	19,5 - 20,0 [40][41]	19,0 - 20,7 [40][41]
Uppstartstid kallstart	[minuter]	0,167 - 20 [42][43]	50 - 180 [42][43]
Uppstartstid varmstart	[sekunder]	< 10 [42]	1 - 300 [42][43]
Nominell effektspann	[% av nom. effekt]	0 - 130 [37][43]	0 - 110 [37][43]
Effektförändring (ramp up)	[% av nom. eff./s]	10 - 50 [44]	0,3 [44]
Driftstemp. @100% nom. eff.	[°C]	40 - 200 [40][45]	60 - 200 [40][39]
CAPEX	[miljoner €/MW]	0,35 - 2,1 [36][46]	0,43 - 1,33 [39][36]
OPEX	[% av CAPEX/år]	2 - 6 [47]	2 - 3 [47]
Effektdegradering	[% efter 1000h]	0,125 [48]	0,11 [48]
Stack livslängd	[kh]	40 - 100 [49][46]	55-120 [47]
Kostnad stackbyte	[% av CAPEX]	20 - 52 [50][36]	40 - 45 [50][36]
System livslängd	[år]	9 - 20 [39]	20 - 30 [39][46]
Storlek system	[Mindre/Större]	Mindre [51]	Större [51]
Tryck gasutflöde nominell	[bar]	0 - 700 [37]	0 - 200 [37]

Nedan presenteras ett urval av parametrarna från tabell 3 med noggrannare detaljer och förklaringar. Dessa inkluderar *Specifik energiförbrukning system*, *Kall- och Varmstart*, *Nominell effekt*, *Effektförändring*, *Driftstemperatur nominell*, *CAPEX*, *Kostnad stackbyte* och *Tryck gasutflöde nominell*.

- *Specifik energiförbrukning system* är ett mått på hur mycket energi det krävs för att producera vätgas. Då energikostnaden kan vara upp till 30 % av LCOH är det gynnsamt om denna parametern är så låg som möjligt [52].
- *Uppstartstid kallstart* innebär att elektrolysören startas från ett helt avstängt tillstånd. Vid en kallstart går energi åt att värma upp systemet innan vätgas kan börja produceras. *Uppstartstid varmstart* innebär att elektrolysören står på tomgång och hålls varm vid

en standbytemperatur utan att producera vätgas. Det går snabbare att börja producera vätgas vid varmstart än kallstart, på bekostnad av att energi går åt att hålla systemet varmt [53].

- *Nominellt effektspann* definieras som den lägsta till den högsta effektnivån som elektrolysören är designad för. Oftast är detta mellan 10-100%. Dock kan både PEM och AEL elektrolysörer köras över sin nominella effekt, detta då de är utformade med en överbelastningskapacitet. Det innebär att de kan drivas vid högre effekter än vad de normalt är specificerade för, dock endast under korta perioder. Överbelastningsläget är användbart i situationer där en tillfällig ökning av vätgasproduktion krävs, till exempel om ett leveranskrav uppstår från någon av intäktskällorna [54].
- *Effektförändring* definieras hur snabbt en elektrolysör kan ändra sin effekt upp (ramp up) och ned (ramp down) uttryckt i procent av sin nominella effekt per sekund. Höga rampningshastigheter är fördelaktigt då elektrolysören blir mer dynamisk, vilket gör att den är bättre anpassad till att agera på stödtjänstmarknaden och att vara kopplad till intermittent elproduktion. Elektrolysörer kan minska sin effekt snabbare än vad de kan öka sin effekt. Hastigheten på förändringseffekten är inte begränsad av de elektriska komponenterna utan snarare av den inre trögheten i elektrolysörsystemet. Denna tröghet är ett resultat av faktorer som tryckuppbyggnad, gasventilering och temperaturreglering [44]. Viktigt att notera är att rampningshastigheten påverkas av faktorer som stackens temperatur och vid vilken procent av nominell effekt som elektrolysören körs på. Vid högre temperaturer och effekt är rampningshastigheten högre [55].
- *Driftstemperatur nominell* definieras som den temperatur den elektrokemiska processen körs på. I elektrolysörsystem finns ett kylsystem som är avsett för att avlägsna överskottsvärmen vilket oftast sedan inte utnyttjas [36]. *Vätgas i tanken* undersöker möjligheten att genom en värmeväxlare ta vara på och sälja eventuell överskottsvärme till fjärrvärmenätet. Om vätgassystemet ansluts till fjärrvärmenätet är temperaturer mellan 60-90°C att föredra beroende på vart i fjärrvärmenätet anslutningen sker. Därför underlättas denna potentiella intäktskälla av att parametern *driftstemperatur nominell* är så hög som möjligt [56].

- *CAPEX* står för kapitalutgifter och omfattar de kostnader som uppstår vid den initiala investeringen. I rapporten kommer priserna som utgör *CAPEX* att presenteras. Dessa priser är relaterade till det vätgasproducerande elektrolysörsystemet och innefattar därför inte komponenter som komprimering och lagring, anslutning till rörsystem, värmeväxlare etc.
- *Stackbyten* är en åtgärd som normalt sker en gång över elektrolysörsystemets livslängd. *Stackbyten* utgör en större kostnad där upp till 30% av *CAPEX* kan uppstå när ett stackbyte behöver ske [41]. Av detta skäl undersöks parametrarna *Kostnad stackbyte* och *Stack livslängd*.
- *Tryck gasutflöde nominell* definierar det tryck vid vilket vätgasen strömmar ut från elektrolysörsystemet. Elektrolysprocessens effektivitet förbättras vid högre tryck, vilket underlättar spjälkningen av vattenmolekyler och den efterföljande separationen av gas i stacken. Därigenom ökar även processens säkerhet. Högre tryck ger minskade kostnader för efterföljande komprimering. Vanligtvis trycksätts vätgas till antingen 350 eller 700bar. Att komprimera vätgasen till 700bar har visat sig kräva omkring 15% av gasens energiinnehåll [57].

Det finns flera vetenskapliga rapporter och studier som jämför PEM- med AEL-system. En genomgående röd tråd är att AEL-tekniken är billigare, har en längre livslängd, är mer anpassad för större effekter, 10MW och uppåt, och att processen körs på högre temperaturer. Det nämns också att AEL-system är känsliga för dynamisk drift och att de bäst körs under statiska förhållanden [43].

Litteraturen nämner att PEM-elektrolysörsystem är mer tillgängliga vid mindre effekter 1-5MW samt att tekniken erbjuder fördelar som bättre dynamisk körning. Andra fördelar är att PEM-system genererar högre gastryck, och är mer kompakta. Den gas som produceras av PEM-system är också renare, vilket innebär att efterföljande processer kräver mindre torkning och rening eftersom gasen innehåller mindre vatten och föroreningar [43].

2.6 Potentiell syrgas- och vätgasanvändning i reningsverk

Efter att vatten från industrier, hushåll, och jordbruk har förbrukats pumpas det genom avloppssystem till ett reningsverk. Behandlingen av avloppsvatten började i slutet av 1800-talet men på 1930-talet blev det mer utbrett. 1914 patenterades den aktiva slamprocessen vilket idag är den vanligaste processen för att rena avloppsvatten. Under 1960-talet introducerades kemisk rening av fosfor och under 1990-talet biologisk rening av kväve. Båda med anledning att undvika övergödning i vattendrag, vilket är bakgrunden till problemen i Östersjöns [58][59]. I den här rapporten behandlas endast reningsverk, på engelska kallat *Waste Water Treatment Plant*, förkortat WWTP. Dricksvatten framställs i vad som kallas vattenverk, *Drinking Water Treatment Plant* på engelska, förkortat DWTP, och tas inte upp här. Framåt när reningsverk nämns syftar det till WWTP.

2.6.1 Avloppsvattnets sammansättning

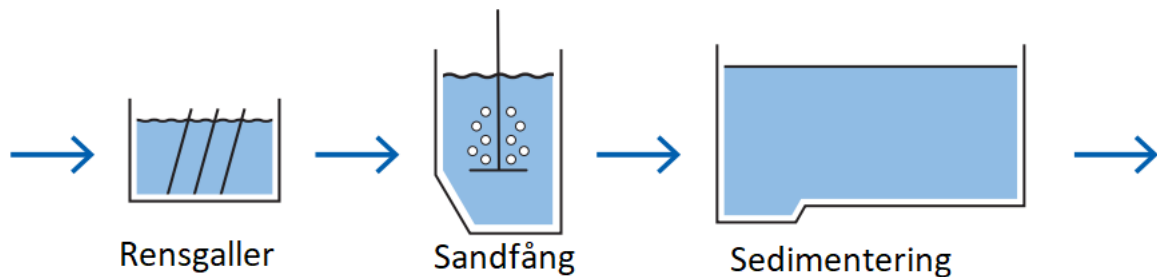
Föroreningar i avloppsvatten kan kategoriseras på olika sätt. Dessa brukar typiskt vara material i suspension, syrekonsumerande ämnen, virus, salter, tungmetaller med mera. Ett annat sätt att kategorisera är i organiska eller icke-organiska material. Exempel på organiska material kan vara kolhydrater, fetter, proteiner och aminosyror. För att mäta koncentrationen av den organiska materian delas den in i tre stycken olika kategorier. Dessa är:

- Biochemical oxygen demand (BOD)
- Chemical oxygen demand (COD)
- Total organic carbon (TOC)

BOD är ett mått på mängden biologiska nedbrytbara material som finns i avloppsvattnet och materian bryts ned med hjälp av bakterier. Dessa bakterier använder sig av syre och över en fem- eller sjudagars period mäts mängden syre som konsumerats i processen. Enheten för *BOD* är $mgO_2/literH_2O$ [58]. Övriga kategorier av organiska material behandlas inte i rapporten då det bland annat är den biologiska behandlingen som övervägs att ersättas med syrgas istället för luft.

2.6.2 De tre stegen i ett reningsverk

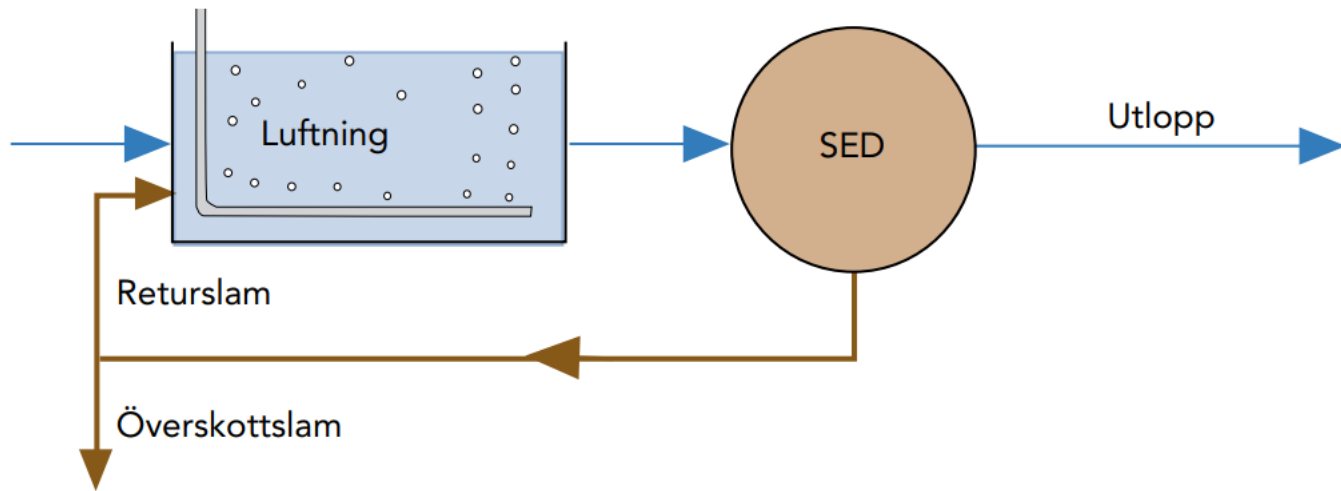
Ett typiskt första steg i ett reningsverk är grovrening. Det består i regel av tre stycken delar där den första är en kombination av rensgaller och silar som avlägsnar kvistar, matrester och papper. Nästa del är ett luftat sandfång som har syftet att avlägsna sand som kommer från gator och skarvar i avloppssystemet. Anledningen till att sandfången är luftad är att man vill inte sedimentera bort de organiska partiklarna. Detta luftade sandfång är inte något som ska ersättas med syrgas då det är bubblorna som fyller en funktion och inte syrgasen i sig. Luften gör så att partiklar lättare än sand hålls flytande och följer med till sedimenteringsbassängen vilket är den sista delen i grovreningen. Sedimenteringsbassänger används i regel efter varje steg i ett reningsverk. Sedimentering har som uppgift att avskilja partiklar som har högre densitet än vatten, då dessa sjunker till botten av bassängen. Sedimentering efter grovreningen sker för att ta bort material som kan komma att störa processen längre ned i reningsverket [60]. Se figur 6 för stegen i grovrening.



Figur 6: Grovrening som är det första steget i ett reningsverk [58]. Bilden används med tillstånd från Kemira.

Det andra steget är det som kallas den aktiva slamprocessen. Det sker i en tank där vatten från sedimenteringen förs in och där bakterier och andra verksamma mikroorganismer bryter ned organiska föreningar, flockar ihop sig och bildar slam. Slam är en semi-solid mix som bildas i industriella processer, speciellt vid vattenrening. För att bakterierna ska ha god tillgång till syre används i regel luft som sprutas in underifrån i bassängen där den biologiska behandlingen sker.

Den här luftade bassängen är en av två områden som övervägs att ersättas med ren syrgas från elektrolysören. Luftningen kan stå för upp till 50% av ett reningsverks energibehov. Slammet förs över till en sedimenteringsbassäng där det sedan återförs till den luftade bassängen vilket gör att ett kretslopp av slam äger rum. Det överskottsslam som bildas förs sedan ut från processen [58][60]. Se figur 7 för stegen i den aktiva slamprocessen.



Figur 7: Den aktiva slamprocessen med återförandet av slam [60]. Bilden används med tillstånd från Svenskt Vatten.

Det tredje steget som är vanligt förekommande i ett reningsverk är den kemiska fällningen där ambitionen är att rena bort fosfor från vattnet. Fosfor tas upp av den aktiva slamprocessen då cellupbyggnaden hos de aktiva organismerna tar upp fosfor. Mängden fosfor som tas upp beror på mängden organiskt material och eftersom relationen mellan nedbrytningen av *BOD* och upptagandet av fosfor är ungefär 100:3, måste ytterligare rening tillämpas för att få bort fosfor. Den fosfor som tas upp och bildar slam avskiljs som tidigare nämnts som överskottsslam. Vid den kemiska fällningen tillsätts ett medel som vanligtvis är ett järn- eller ett aluminiumsalt. Det får fosfor att fällas ut och sedan bilda slamflockar. Dessa slamflockar växer i storlek för att sedan sedimenteras, filtreras eller flotteras ut ur processen [60].

2.6.3 Rening av läkemedel med hjälp av ozon

På grund av stort användande av läkemedel runt om i världen går det att se konsekvenser i naturen, speciellt i vattenmiljöer. Antibiotika som vanligtvis används för att behandla infektioner tar sig ut till naturen och tar död på bakterier som är av godo. Sterilitet och könsbyten hos fiskar har påvisats som en konsekvens av hormoner från p-piller. Ett effektivt sätt att behandla dessa läkemedel är med hjälp av ozon. Framställningen av ozon sker i regel genom att använda ren luft eller rent syre i en ozongenerator. Tillverkningen av ozon är det andra området där syrgas kan komma till användning i ett reningsverk [61].

2.6.4 Rötning och Power-to-X

Rötning är en vanlig process i reningsverk där det slam som bildas behandlas i en rötkammare. I rötkammaren bryts det organiska materialet ned i en syrefri miljö och det bildas biogas vilket består av metangas och koldioxid. Desto mer slam som produceras desto mer metan och koldioxid finns till förfogande [62]. Ett potentiellt användningsområde för koldioxiden är det som kallas för *Power-to-X*, där vätgas kombineras med koldioxid för att framställa olika bränslen som tex metan eller metanol. Dessa bränslen kallas då för e-bränslen eftersom elektricitet har varit närvarande i framställningen av vätgasen [63].

3 Metod

I följande avsnitt presenteras metoderna som har använts inom respektive område. Först presenteras metoden för bidragsundersökningen. Sedan utvärderingen av elektrolysörsystemen. Därefter visas metoden för syrgassimuleringen för att till sist avsluta med metoden för bidragskvalificering.

3.1 Metod för att bedöma ett bidrags relevans för *Vätgas i tanken*

Ett första steg kommer att vara att hitta projekt med liknande karaktär som *Vätgas i tanken*. Om hård data finns att tillgå offentligt kommer den att användas för att beräkna stödnivåer och minskade utsläpp per investerat belopp. För projekt där mer data är av intresse kommer kontakt att tas med det organ som behandlar bidragen. Kontakt kommer att tas med de handläggare som är ansvariga för de svenska bidragen vid respektive myndighet. För de bidrag som ligger under EU finns fortfarande en kontaktperson vid svenska myndigheter som kan svara på funderingar och eventuellt ge stöd i ansökan. Detta görs för att få en bild av projektets relevans i respektive bidrag.

3.2 Metod för att utvärdera och hitta ett passande elektrolysörsystem för *Vätgas i tanken*

Steg 1: Identifiera *Vätgas i tankens* behov

Det första steget består av att samla in och analysera relevant information för att förstå vilka ekonomiska faktorer och hur elektrolysrtekniken kommer påverka dessa. Detta görs genom att titta på tidigare studier, utvärdera tidigare erfarenheter och delta i projektledningsmöten där tekniken och olika eventuella ekonomiska aspekter diskuteras.

Steg 2: Identifiera, analysera och jämföra elektrolysörsystemets egenskaper

Till skillnad från litteraturstudiens breda spann och mått, är målet här att identifiera exakta värden för elektrolysörsystemets parametrar och egenskaper. Detta uppnås genom en kombination av möten, intervjuer och e-postkontakter med leverantörer av tekniken för att erhålla faktiska kvantitativa värden. Genom att begära relevant data och dokumentation från leverantörerna, såsom produktblad, testrapporter och specifikationer, säkerställs korrekta och uppdaterade värden för elektrolysörsystemets egenskaper och parametrar.

Steg 3: Diskutera och analysera resultatet

Vid det här laget är förhoppningen att leverantörskontakten har gett omfattande data och förståelse om systemet. Att datan är tillräcklig för att besvara vad som behöver tas i beaktning samt att frågeställningen i 1.3.2 är besvarad.

Målet med steg tre är att presentera resultaten, ge rekommendationer och diskutera resultaten utifrån olika perspektiv och scenarier för att måla upp en nyanserad helhetsbild av elektrolysörsystemet. Detta steg strävar efter att gå från teoretiska tankar till att konkretisera hur verkligheten kommer att se ut för projektet, och därigenom skapa en förståelse för systemets potential och dess eventuella implikationer.

3.3 Metod för att bedöma syrgas- och vätgasförsäljning i ett reningsverk

För att bedöma investeringen kring att återvinna syrgas från elektrolysörsystemet och sälja till reningsverk kommer simuleringar att göras. Behovet av syrgas kan uppstå i olika delar av ett reningsverk vilket beror på hur reningsverket är utformat. För aktuellt projekt kommer fyra simuleringar baserat på två olika scenarion och två olika års spotprisdata att köras. I *Scenario 1* uppstår syrebehovet på tre olika platser. Den första platsen är luftningen av den aktiva slamprocessen. Allt inkommande vatten går genom denna bassäng. Det andra behovet är när reningsverket tar emot vatten från en industri som måste luftas för att förhindra

dålig lukt. Till denna bassäng kommer endast vatten från industrin. Det sista behovet är genom ozongenereringen för kemikaliebehandling. I *Scenario 2* uppstår behovet endast i den aktiva slamprocessen och i de två andra processerna tillämpas andra metoder för rening. Om försäljningen av syrgas ska bli så stor som möjligt är *Scenario 1* det bästa eftersom det finns tre avsättningar för syrgasen medan det i *Scenario 2* endast kommer finnas en avsättning. När det kommer till vätgas finns också två scenarier, som hänger ihop med scenarierna från syrgasen. I *Scenario 1* finns mindre slam att röta vilket ger ett mindre behov av vätgas. För *Scenario 2* finns mer slam vilket ger ett större behov av vätgas. Sammanställning av scenarierna visas i figur 8.

		Scenario 1	Scenario 2
Syrgasbehov	Slamprocess	x	x
	Industrivatten	x	
	Ozontillverkning	x	
Vätgasbehov	Slamprocess	x	x
	Industrivatten		x

Figur 8: Sammanställning av olika scenarier i reningsverket.

3.3.1 Pris på syrgasförsäljning

En av idéerna bakom *Vätgas i tanken* är att producera vätgas vid låga elpriser och sälja el med en bränslecell vid höga elpriser. Det innebär att syrgas inte kommer att finnas till försäljning under årets alla timmar. Branscheexperter har bedömt att lagring av syrgas är för kostsamt i förhållande till reningsverkets storlek. Som konsekvens måste reningsverket ha all utrustning som behövs för att rena avloppsvatten själv, oavsett om syrgas från elektrolysören finns att tillgå. Därför har priset på såld syrgas bedömts utifrån den energikostnad som kan undvikas genom att ej köra egen utrustning. En kund inom Kraftringens nät med spotprisavtal kommer

att betala spotpriset, elskatt och överföringsavgift. Se tabell 4 för aktuella priser [64]. Summan av de tre kolumnerna blir det timpris kunden betalar, tillika det priset som syrgasen kan prissättas till. Värt att notera är att vid tillräckligt låga elpriser kommer den totala kostnaden för energiförbrukning att bli negativ, kunden får då betalt för att konsumera energi. Spotpriset vid vilket det sker är enligt Krafringens modell mellan -43 och -44 öre/kWh. Det priset har använts som en gräns i simuleringen: under -44 öre/kWh kommer inte syrgasförsäljning att ske till reningsverket.

Tabell 4: Elprismodellen för förbrukare inom Krafringens nät.

Förbrukning [öre]	Elskatt [öre]	Överföringsavgift [öre]
spotpris·förbrukning	42,8·förbrukning	(3,5+0,0561·spotpris)·förbrukning

För att kunna prissätta syrgasen, vilken mäts i kg O_2 , måste den konverteras till det elbehov den kompenserar för. I den aktiva slamprocessen har VA SYD timserier för luftningen under årets alla timmar där Nm^3 luft och kWh för varje timme specificeras. Det ger ett förhållande mellan kWh och Nm^3 . Det uppskattades från VA SYD hur många kg syrgas det krävs för att ersätta en Nm^3 . Syret har bedömts som en effektivare rening då luft innehåller 21% syre, men syrgas är nästan 100% och löser sig bättre i vattnet vilket ger en effektivare process. Luftningen av industrivattnet i reningsverket har ingen dynamik utan är antingen av eller på och drar 125 kW. Att ersätta den processen med syrgas har uppskattats av VA SYD. Slutligen bedöms behovet av ozon till 1200 kg syrgas per dag jämnt över året enligt VA SYD. För varje process fås en faktor ”kg syrgas för att ersätta en kWh...” och presenteras i tabell 5. Här uppstår en prioriteringsordning. Om inte tillräcklig syrgas produceras för samtliga processer, kommer syrgasen först att säljas till luftning av industrivattnet då ett kg O_2 ersätter som mest kWh just där. Finns syrgas över säljs det till ozongenerering för att till sist gå till den aktiva slamprocessen. Det gör att så mycket energi som möjligt sparas i reningsverket och försäljningen blir så stor som möjligt.

Tabell 5: Konverteringsfaktorer för att beräkna kWh som syrgas ersätter.

Aktiva slamprocessen	
Energi för luftning [kWh/ Nm^3]	0,02
Uppskattat syrgasbehov per luftenhet [kgO ₂ / Nm^3 luft]	0,048
kg syrgas för att ersätta en kWh i den aktiva slamprocessen	2,40
Luftning industrivatten	
Behov luftning industrivatten per timme [kWh]	125
kg syrgas för att ersätta en kWh i luftning industrivatten kg/kWh utjämning	1,03
Ozongenerering	
Energiförbrukning för syrgasframställning till ozon [kWh/kgO ₂]	0,56
kg syrgas för att ersätta en kWh i intern syrgasgenerering [65]	1,79

3.3.2 Simuleringens uppbyggnad

Andra aktörer i *Vätgas i tanken* har simulerat hur en elektrolysör ska köras givet olika parametrar, där den främsta parametern är spotpriset. Från den simuleringen används resultatet från varje timme under ett år för att få ut producerad mängd syrgas. Den producerade mängden syrgas ställs i relation till motsvarande syrgasbehov i de olika processerna i reningsverket. Den säljs enligt beskriven prioritering, och prissätts enligt Krafringens modell. Det ger ett totalt försäljningspris för varje timme vilket sedan summeras för att ge totala intäkter under ett års tid. Två simuleringar kommer att köras, en med 2022 års spotpriser och en med 2023 års spotpriser. Intäkterna för respektive körning antas sedan gälla för varje år under projektets livstid. Intäkterna från 2023 års körning kommer sedan att användas för att göra en investeringsbedömning enligt internräntemetoden, *IRR*, och Pay-back metoden med hänsyn till kalkylräntan. Anledningen till att 2023 års priser endast används till investeringsbedömningen är för att 2022 års spotpriser inte ansågs realistiska för framtiden av Modyt. Investeringen kräver bidrag och därför antas det att 40% av investeringen täcks av bidrag och dras då bort från *CAPEX*. Känslighetsanalyser kommer att göras där elektrolysörens storlek kommer att varieras för att se hur intäkterna ändras. Se appendix C för en uppställning av modellen i Excel.

3.3.3 Försäljning av vätgas

Vid aktuellt reningsverk finns idag inget behov av vätgas. Däremot finns det potential att tillverka e-metan med hjälp av CO_2 från rötningsprocesser. Det är upp till VA SYD att besluta om investeringar i den teknik som krävs för att omvandla vätgas till e-metan ska göras. För simuleringens skull har 50 kr/kg antagits som pris för vätgasen [66].

3.4 Kvalificering till bidrag

3.4.1 Klimatnyttokvoten för *Vätgas i tanken*

En beräkning av projektets klimatnyttokvot inom ramen för *Klimatklivet* kommer att göras på ett övergripande plan. Data för CO_2 -beräkningar hämtas från Naturvårdsverkets hemsida [67]. All vätgas som produceras antas gå till transportsektorn för tung trafik. Förbrukning hos diesel- respektive vätgaslastbilar tas från ICCT och är för en diesellastbil 0,332 liter/km och för en motsvarande vätgaslastbil 0,09 kgH_2/km [68]. Utsläppen som sparas kommer från undvikta elförbrukning för reningsverket, undvikta utsläpp från dieselfordon i transportsektor och sparade utsläpp från Kraftringens fjärrvärme. Utsläpp från produktionen av vätgas och syrgas kommer från elförbrukningen. Värden för fjärrvärmens utsläpp tas enligt Energiföretagens miljövärdering av fjärrvärmens på uppmaning av Naturvårdsverket [69]. Värden för beräkningar presenteras i tabell 6. Data över produktion av vätgas, syrgas och värme tas från specifikationsblad från H-TEC, se appendix B.2. För värmen specificeras värdet 170kW i början av vätgasproduktionen och 350kW i slutet av livslängden. Ett värde i mitten på 250kW valdes därför för hela livslängden för värmeproduktionen. Produktionen av värme är proportionell mot storleken på systemet samt vilken procent av nominell effekt det körs på. Båda dessa parametrar finns tillgängliga i simuleringsmodellen och från den kunde en total värmekonsumtion för varje timme räknas fram.

Tabell 6: Utsläpp för att beräkna klimatnyttokvot [67].

Faktorer definierade av Naturvårdsverket	<i>gCO₂/kWh</i>
El enligt Naturvårdsverket	90
El från vindkraft [70]	12
Fjärrvärme kan använda lokalt värde	56
Diesel	262,8
Västsvenska gasnätet	188
Kraftringens fjärrvärmenät värde	11,1

3.4.2 Kvalificering till Innovation Fund

En jämförelse med redan godkända projekt inom Innovation Fund kommer att göras. För Innovation Fund finns stödbelopp och sparad CO_2 under de första 10 åren för godkända projekt dokumenterat från EU. Inga uppgifter presenteras över den totala investeringens storlek. Därför kommer parametern kton undvikt CO_2 per miljon euro i stöd att beräknas för *Vätgas i tanken*. Stödbeloppet kommer att variera från 10-60% av *CAPEX* för att se vad kvoten blir och hur den står sig mot andra redan godkända projekt inom EU.

4 Resultat

I denna del av rapporten presenteras resultaten från studien. Först redovisas resultaten från de olika bidragen. Därefter följer en genomgång av resultaten relaterade till elektrolysörsystemen. Slutligen behandlas resultaten från syrgasutvinningen.

4.1 Bidrag

Inom LIFE kommer exempel på olika projekt som passar inom Krafringens tänkta satsning att presenteras. En jämförelse mellan sparad CO_2 och investeringens storlek görs inte inom LIFE eftersom alla projekt mäts eller redovisar inte sparad CO_2 då programmet har andra mål än att bara spara CO_2 . I Innovation Fund redovisas projekt med parametern $\frac{ktonCO_2}{miljonEuro}$, där M€ är projektets stödbidrag, inte totala investeringen då den inte redovisas av EU. Klimatklivet redovisar det som kallas klimatnyttokvot för olika projekt vilket är $\frac{kgCO_2}{kr}$, där kr är den totala investeringens storlek, inte bidragets storlek vilket är fallet i Innovation Fund. Klimatnyttokvot är en avgörande parameter för Klimatklivet och en avgörande faktor om sökanden får sin ansökan godkänd. Se 4.1.4 för mer information. Inom Industriklivet finns inte en klimatnyttokvot definierad. För att bättre kunna jämföra *Vätgas i tanken* mot tidigare investeringar inom Industriklivet har en klimatnyttokvot beräknats för fem projekt och presenteras i 4.1.3.

4.1.1 LIFE

På grund av nedskärningar inom Naturvårdsverket hade handläggare vid verket inte tid till ett möte vilket gjorde att ett mail med en projektbeskrivning skickades till en handläggare för delområde ”Cirkulär ekonomi och livskvalitet”. Delområde ”Övergång till ren energi” lät intressant men eftersom den krävde att minst tre olika länder inom EU skulle samarbeta bedömdes den inte som aktuell.

I ett svar från Emma Bergman säger hon att LIFE låter lovande för projektet och att Vinnova-finansierade projekt ofta övergår till LIFE när man är redo. Att budgeten på projektet är större än typiska LIFE-projekt ser hon inte som ett hinder eftersom det inte finns övre eller nedre gränser inom programmet. ”Dyra projekt” har problemet att finansiering måste vara klart och man måste kunna uppvisa ”rimligt förhållande” mellan resultatet man uppnår och investeringens storlek. För att se mailkonversationen se appendix A.1.

I tabell 7 syns exempel på projekt som fått stöd från LIFE inom områden som delas med *Vätgas i tanken*. Speciellt ”Grön vätgas till transporter” är av intresse på grund av att budgeten är hög och det har med transportsektorn att göra. Projektet avser att bygga ett 2MW elektrolytorsystem och det är ett projekt mellan 3 länder vilket motiverar högre budget.

Tabell 7: Exempel på tidigare projekt inom LIFE

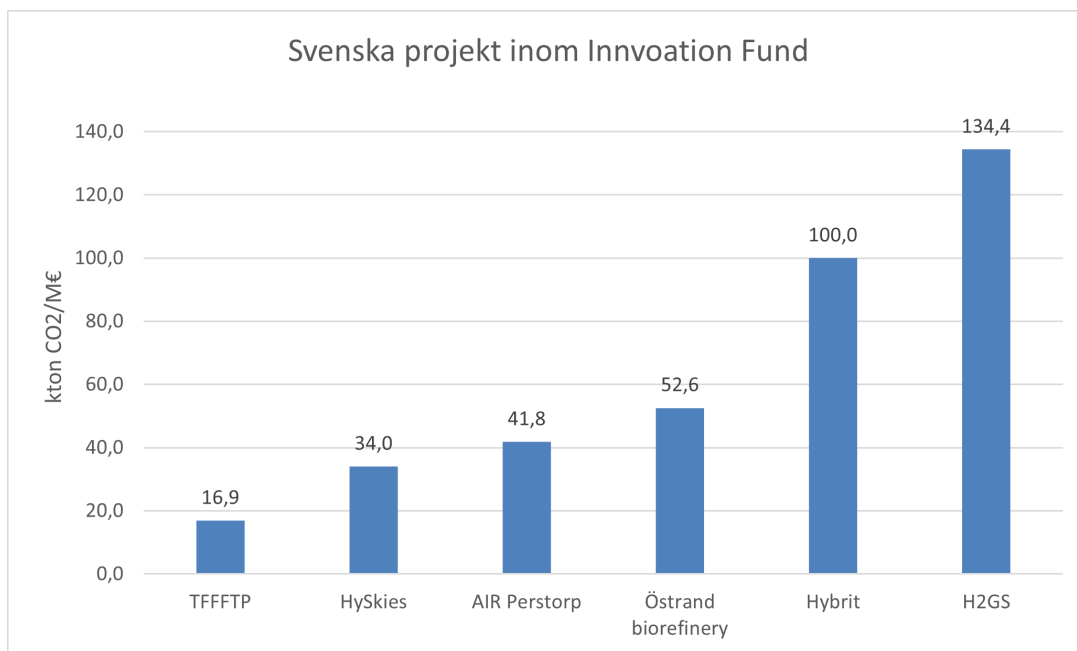
Exempel på projekt	Land	Budget €	Stöd €
Vätgas för att dekarbonisera köttrester [71]	Spanien	4 561 956	2 509 072
Effektivare vattenrening [72]	Italien	2 486 820	1 367 751
Grön vätgas till transporter [73]	Tyskland, Holland och Belgien	8 361 180	4 598 647
Biogas i naturgasnätet och till transporter [74]	Spanien	1 793 561	896 781
Vattenrening med syrgas och vätgas [75]	Spanien	1 621 564	797 416

4.1.2 Innovation Fund

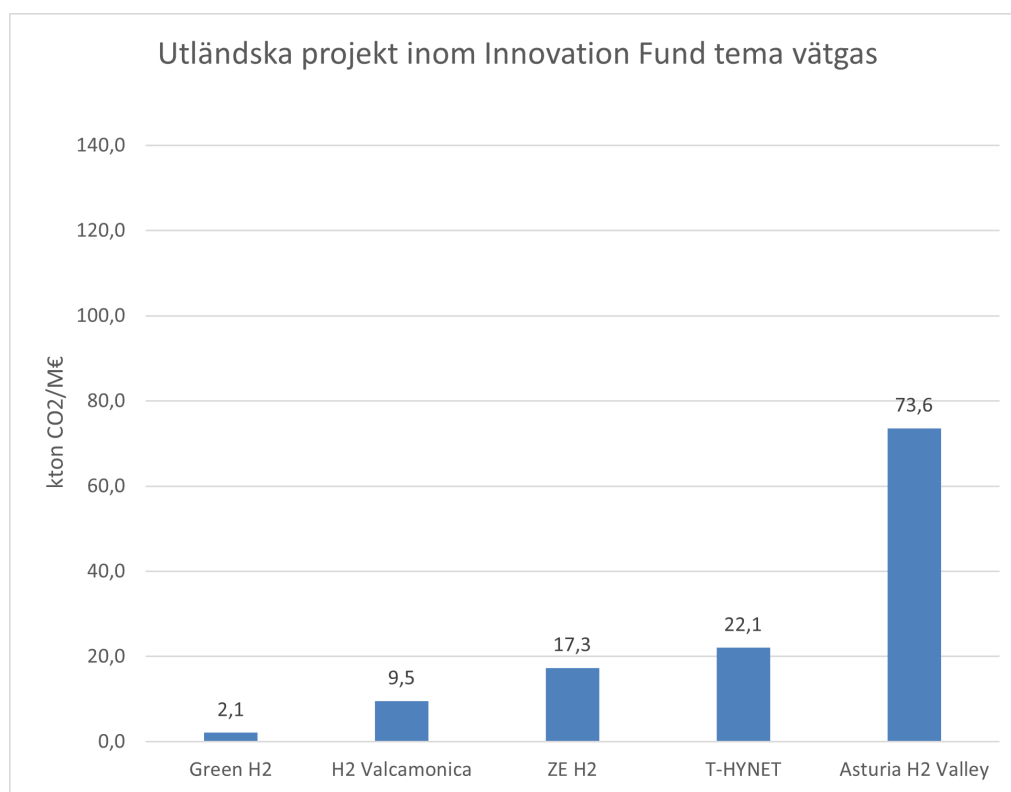
För att få en bild av vilka typer av projekt som hittills har fått stöd genom Innovation Fund användes CINEA, EU:s databas där de bidrag som EU delar ut är listade. Man kan sortera databasen på fond, land, årtal etc. En sortering på svenska projekt gjordes för att få en bild av vilka typer av projekt, vilket stöd och vilken bransch som fått stöd. Även ordet ”hydrogen” användes för att få en lista alla projekt som använde ordet i sin *project description* [76]. De svenska och de utvalda utländska projekten presenteras i tabell 8. Undvikt CO_2 per investerad euro är ett mått som används vid bedömning av Innovation Fund. Resultaten av dessa jämförelser presenteras i figur 9-10.

Tabell 8: Alla svenska samt exempel på utländska projekt inom vätgas som mottagit stöd från Innovation Fund.

Namn	Stöd i M€	kton CO_2 undvikt	Land
TFFFTP [77]	4,2	70,9	Sverige
HySkies [78]	80,2	2728,5	Sverige
AIR Perstorp [79]	97,0	4055,1	Sverige
Östrand biorefinery [80]	166,6	8762,2	Sverige
Hybrit [81]	143,0	14296,4	Sverige
H2GS [82]	250,0	33594,4	Sverige
Green H2 [83]	4,5	9,4	Polen
H2 Valcamonica [84]	4,4	42,3	Italien
ZE H2 [85]	4,5	77,3	Polen
T-HYNET [86]	62,5	1378,2	Spanien
Asturia H2 Valley [87]	18,1	1329,8	Spanien



Figur 9: Kiloton CO_2 -besparing per miljon euro i stöd för de svenska projekten som har en godkänd ansökan från Innovation Fund.[77]-[82]



Figur 10: Kiloton CO_2 -besparing per miljon euro i stöd för fem stycken icke svenska projekt som har en godkänd ansökan från Innovation Fund. [83]-[87]

En intervju med Dag Agnvall vid Energimyndigheten utfördes för att förstå potentialen i Innovation Fund och hur väl Krafringens satsning kan passa in i fonden. Han sa att det är vissa typer av sektorer som kan söka till fonden och att de ska vara komplexa. Krafringens projekt berör både värme och el vilket gör det svårare att bedöma. Innovationshöjden är viktig och den mäts på minskad CO_2 per investerad euro. Det många faller på i sin ansökan till fonden är att den ”finansiella mognaden” för projektet inte är uppfyllt. Med det menar han att man inte har specificerat i sin ansökan hur projektet kommer att finansieras, tex med eget kapital, lån, stöd etc. Även den affärsmässiga mognaden måste vara uppfyllt. Fonden tittar på en 10-årsperiod efter att projektet är taget i drift och där ska det utvecklas en lönsamhet i affären. Just här säger Dag Agnvall att det finns en motsättning i fonden och dess utformning vilket gör det svårt att få stöd. Projekten ska vara innovativa på så sätt att det är inte något som har gjorts tidigare, jämfört mot snittet av länderna som kan söka stöd, samtidigt som man vill se att det finns en affärsmässig grund för investeringen.

Stöd nivån för fonden kan uppgå till 60% och eftersom stödet betalas direkt från EU-kommissionen behöver inte statsstödsregler tas i hänsyn vilket är fallet för tex Industrikivet och Klimatkivet. Det beror på att alla projekt söker från samma plats och de bedöms på lika grunder. Ju mer innovativa projekten är ju mer av kostnaderna räknas som stödberättigande. Det finns även möjlighet till samfinansiering via Industrikivet eller Klimatkivet för att nå högre stödandel.

Ansökningar via EU är i regel mer omfattande och kräver resurser. Den bilden bekräftas också av SWECO:s undersökning inom Industrikivet där de frågar ansökanden/bidragstagare till Industrikivet hur de ser på andra bidrag. Där säger de tillfrågade att tröskeln till Innovation Fund är högre men att den krävande ansökan kan vara en fördel då den bidrar till ett mer välplanerat projekt vilket skapar mervärde i dess genomförande [31]. För Innovation Fund kan små och medelstora företag få hjälp med sin ansökan via RISE eller Vinnova men stora företag har inte den möjligheten. Det finns företag som har skött hela sin ansökan själva men i regel tas konsulter in för att stötta. Energimyndigheten ska vara neutrala och får inte rekommendera konsulter men kontakt med företag som fått stöd från Innovation Fund är ett förslag för att få tag i vilka konsulter som har lyckats. För att se intervjun se appendix A.2.

4.1.3 Industriklivet

Många av projekten som delgivits stöd inom Industriklivet är inte direkta investeringar utan ofta forskning eller miljöstudier. Totalt var det 6% av godkända stöd som gick till investeringar mellan 2018-2022. [31]. Det gör det svårt att jämföra ett eventuellt projekts besparingar av CO_2 mot dess investering då endast potentiellt undvikt CO_2 redovisas för forskningsprojekt och inte hur mycket en sådan eventuell investering kommer att kosta då projekten endast är i förstudiefasen. En komplett lista av delgivna stöd kan ses hos Energimyndigheten. Vid ansökan till Industriklivet ska en obligatorisk bilaga fyllas i där man anger typ av projekt, om det är reduktion av fossila utsläpp eller permanent negativa utsläpp som investeringen ska ta hand om och hur resten av värdekedjan påverkas, både upp- och nedströms. En del av bilagan har klippts ut och presenteras i tabell 9. Vid ansökan fylls då utsläppsminskningar i för respektive cell och man ska motivera hur beräkningar för dessa minskningar har gjorts. Med *visionärt på sikt* får en friare tolkning göras vad minskningen av CO_2 till slut kommer att bli när den nya tekniken implementerats och når sin fulla potential [88].

För att ta reda på vilka av alla beviljade projekt är bekräftade investeringar togs kontakt med Energimyndigheten och exempel på fem investeringar presenterades från myndigheten. Dessa redovisas i tabell 10. Fyra av dem är minskningar inom processindustrin medan den sista, Göteborgs Energi AB, är en investering i negativa utsläpp. Livslängd på projekten presenteras inte och det är inte heller något som efterfrågas från Energimyndigheten vid ansökan. Utsläppsminskningen som redovisas är "ett resultat av den investering projektet avser, dvs vid implementering av en fullskalig anläggning" enligt handläggare på myndigheten. Utsläppsminskning per investerad krona är ingen bedömning som görs. Se appendix A.3 för svar från handläggare. Bolidens satsning på en fossilfri underjordsgruva har en livslängd på 10 år [89]. En klimatnyttokvot har beräknats för projekten med antaganden om livslängder på 10 respektive 20 år och presenteras i tabell 11.

Tabell 9: Från Industriklivets obligatoriska mall vid ansökan [90].

	Direkt	Sannolikt på sikt	Visionärt på sikt
Hur stor är reduktionen av fossila utsläpp i kärnprocessen [ton CO ₂ e/år]:			
Hur stor är reduktionen av fossila utsläpp uppströms i värdekedjan [ton CO ₂ e/år]:			
Hur stor är reduktionen av fossila utsläpp nedströms i värdekedjan [ton CO ₂ e/år]:			

Tabell 10: Exempel på investeringar inom Industriklivet och dess CO2-besparingar

Projekttitel	Koordinator	Potential fossila utsläpp [ton CO2/år]	Potential negativa utsläpp [ton CO2/år]	Stöd-nivå [%]	Stödbelopp [kr]
Grön vätgas och syrgas för värmning av stål	Ovako Sweden AB	20 000		37%	76 070 000
Project AIR – CCU med vätgaselektrolys för produktion av hållbar metanol	Perstorp Oxo AB	500 000		14%	294 990 955
Fossilfri underjordsgruva	Boliden Mineral AB	5 000		40%	66 760 000
Materialåtervinning av vätskekartong	Fiskeby Board AB	60 000		30%	106 030 921
Negativa CO2 Utsläpp Gasendal	Göteborg Energi AB		7 000	40%	11 222 000

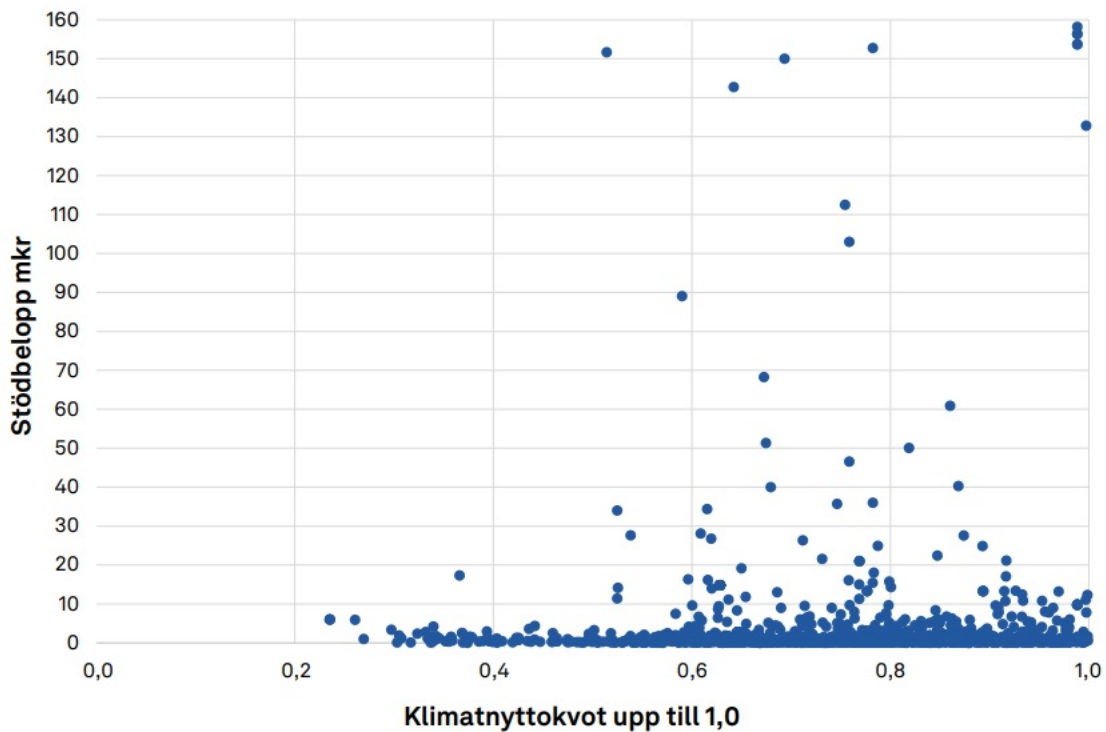
Tabell 11: Klimatkvot för investeringarna för en 10- och en 20-års period.

Projekttitel	kg CO ₂ per år	Total investering	Klimatnyttokvot per 10 år	Klimatnyttokvot per 20 år
Grön vätgas och syrgas för värmning av stål	20 000 000	205 594 595	0,97	1,95
Project AIR – CCU med vätgaselektrolys för produktion av hållbar metanol	500 000 000	2 107 078 250	2,37	4,75
Fossilfri underjordsgruva	5 000 000	166 900 000	0,30	0,60
Materialåtervinning av vätskekartong	60 000 000	353 436 403	1,70	3,40
Negativa CO ₂ Utsläpp Gasendal	7 000 000	28 055 000	2,50	4,99

En intervju med Isabella Gustafsson, handläggare inom Industriklivet, genomfördes för att bättre förstå Krafringens möjligheter att söka stöd inom Industriklivet. Av de områden som beskrevs i 2.4.3 så har energibolag endast fått stöd inom område 2, där man kan få stöd för CCS och DAC. Stödet baseras på vilket SNI-index man tillhör vilket är ett index som SCB och Skatteverket använder för att definiera verksamheter och företag i Sverige. Stålbolag har SNI-index **C24**, papper är **C17** medan elförsörjning är **D35** [91]. Hittills har endast projekt med SNI-index **C** fått stöd inom område 1. De välkomnar att andra branscher också söker till område 1. För att se intervjun se appendix A.4. Den bilden bekräftas också av tabell 10 där ett energibolag som fått stöd för CCS hamnar i en annan kategori än resten av projekten.

4.1.4 Klimatkivet

Eftersom Naturvårdsverkets publika lista över godkända projekt inte innehåller information över CO_2 -minskningar, inte heller lämnar de ut dessa minskningar på förfrågan, får andra källor användas för att finna klimatnyttgränsen för olika projekt. Enligt en granskning som Riksrevisionen gjorde 2019 kom de fram till att klimatnyttan för de olika ansökningarna från 2015-2017 har varit 0,75-1,0 $\frac{kgCO_2}{kr}$ [92]. Från en intern granskning av Naturvårdsverket visar de att klimatnyttan för godkända projekt varierar mellan perioden 2020-2022. Den lägsta klimatnyttokvoten var ungefär 0,25 medan 48st stöd gavs till projekt med klimatnyttokvot över 5 $\frac{kgCO_2}{kr}$ [93]. Se figur 11 för alla beviljade projekt med klimatnyttokvot under eller lika med 1 mellan 2020-2022.



Figur 11: Sambandsdiagram mellan klimatnyttokvot upp till 1,0 och stödbelopp i miljoner kronor för åtgärder som beviljats 2020–2022 [93].

Ett samtal med en handläggare vid Naturvårdsverket genomfördes för att få en bild av hur de ser på vätgassatsningar. Överlag är de väldigt positiva till det och ser att det kommer finnas ett stort behov av det, speciellt inom transportsektorn. Vätgasen måste klassas som grön och vilket kräver PPA om anläggningen befinner sig i SE4. Det måste inte vara påskrivet men det måste visas att det finns intentioner på att göra det vid ansökan. Projektet måste också behöva stödet för att investeringen ska vara lönsam och återbetalningstid är ett sätt att mäta det på. De hade svårt att se att projektet skulle vara för lönsamt baserat på dagens priser. Viktigt är också att bygget inte får påbörjas innan stödet är godkänt för då ser Naturvårdsverket investeringen som lönsam utan stöd. Återbetalningstiden måste vara minst 5 år vilket premierar projekt med längre livslängd [92].

Viktigt är att redovisa utsläppsminskningen och hur mycket CO_2 per investerad krona man minskar med. Det tillsammans med lönsamheten är de stora bedömningskriterierna i Klimatlivet. Eftersom det är delvis finansierat av EU-medel krävs också att man kopplar sökandet till både nationella och EU mål för klimat och miljön.

För att beräkna utsläppsvärden har Naturvårdsverket siffror tillgängliga som kan användas. Hur man beräknar det i en ansökan kan ske på olika sätt och kan man motivera sin beräkning är Naturvårdsverket flexibla. Hur man beräknar för e-metan och RFNBO var de inte riktigt säkra på och här borde kontakt tas med Swedegas, Sveriges TSO för gasnätet. EU har också definierat det i sin andra delegerade akt för RFNBO [19]. För att se intervjun se appendix A.5.

4.2 Elektrolysörteknik

4.2.1 AEL-elektrolysörteknik

Efter att ha initierat kontakt med flera leverantörer blev det snabbt uppenbart att AEL-teknik hade låg tillgänglighet med avseende på projektets behov. Anledningarna till detta presenteras i tabell 12. Ingen av dessa leverantörer kunde avsätta tid för ett möte, vilket gjorde det utmanade att samla in all önskad information för att utföra en djupgående analys och jämförelse mellan PEM- och AEL-system. Tabell 13 presenterar värden på de parametrar där information har varit tillgänglig. Resultaten har erhållits från e-postkonversationer samt från specifikationer som har hämtats online eller mottagits via e-post. En streckmarkering (-) i tabellen indikerar att information ej erhöles. Datan i tabellen kommer också från specifikationsblad som finns i appendix B.

Tabell 12: Leverantörer, alkalisk elektrolys

Leverantör	Svar och kontakt	Tillgänglig	Förtydligande
Siemens	Ja, e-post	Nej	”Vårt elektrolyssystem är utformat från 17,5 MW eller 330 kgH ₂ /h och uppåt.”
Sunfire	Ja, e-post	Nej	Rekommenderade inte en AEL utan en SOEC istället efter att ha läst <i>Vätgas i tankens</i> projektbeskrivning.
Nel-Hydrogen	Ja, e-post	Nej	”Just nu är 20MW den minsta storleken för alkalisk elektrolys. Att tilldela ett team för alkalisk elektrolys till något mindre än 20MW är meningslöst. För kapaciteter under 20MW används PEM-lösningar, vilket främst beror på kostnaden. PEM är mer lämpad för mindre projekt eftersom den erbjuder en enklare lösning, en container som skickas sen är det bara plug-and-play”.
Stargate Hydrogen	Ja, e-post	Ja	Deras standard elektrolytorsystem, Gateway200, är modulärt och levereras som ett 1MW system. Vid behov av högre kapacitet parallellkopplas flera Gateway200 moduler till ett större systemet.
McPhy	Nej, ringt och mailat	-	-
Green Hydrogen sys. DK	Nej, ringt och mailat	-	-

Tabell 13: Data från olika leverantörer av alkalisk elektrolysteknik.

Parameter & enhet	Sunfire HyLink 10MW	Nel Hydro- gen A2000 6,4MW	Stargate Hy- drogen Gateway 1600 9,6MW	McPhy McLyzer 800 4 MW
Specifik energiförbrukning system [kWh/m ³ H ₂]	4,7	4,4	4,6	5,0
Produktionshastighet vätgas [kg/h & /MW]	19,5	21,9	19,7	18,0
Nominellt effektspann [%]	25 - 100	7,5 - 100	5 - 100	20 - 100
Effektförändring (ramp up) [% av nominell effekt/s]	-	-	-	≤5
Syrgasutvinning [Ja/Nej]	-	-	Ja	-
CAPEX [miljoner €/MW]	-	-	1,7	-
Stack livslängd [kh]	90	-	-	-
System livslängd [År]	≈30	-	-	> 20
Storlek system [m ² /MW]	37,5	55	130	29
Uppvärmad inomhusplats [Ja/Nej]	Ja	Ja	-	Ja
Tryck gasutflöde nominell [bar]	30	200	30	30

4.2.2 PEM-elektrolysörteknik

Efter att ha kontaktat flera potentiella leverantörer har två möten genomförts med olika aktörer. För att skydda konfidentiell information presenteras här endast en sammanfattning av mötesinnehållet utan att specificera vilka leverantörer som deltagit.

Leverantörerna framhöll flera fördelar med att välja PEM-tekniken, framför AEL-tekniken. En leverantör har helt övergått från AEL-teknik till PEM-teknik, och betonar att PEM är mer energieffektiv, producerar renare gas, är kompakt, och har bättre responstid.

Under mötena framgick det att det finns två olika vägar att gå när det kommer till elektrolysorsystem. Dessa är antingen en fast anläggning som behöver stå i rumstemperatur inomhus eller en containerlösning som kallas för P&P (Plug & Play) och som placeras utomhus på ett fundament av armerad betong och klarar temperaturer ner till -20°C . Materialet och delarna för dessa skiljer sig inte åt bara för att det är en fast anläggning eller en P&P. Det som främst skiljer sig åt är att de används vid olika storleksbehov, under 10MW används P&P sen vid 10MW och över används en fast anläggning. Anledningen till detta är främst en kostnadsfråga och att P&P är en smart och enkel lösning för mindre projekt. En fast anläggning brukar även ha ett mindre areabehov. I en P&P kommer hela elektrolysorsystemet som en samlad modul i en container. Dessa moduler kan parallellkopplas och skalas upp efter behov. P&P system brukar ligga på mellan 1-2MW per modul. P&P har lägre leveranstider, 6-12 månader och är enklare att serva och underhålla. Ett av de starkaste argumenten för en P&P-lösningar är deras anpassningsbarhet. Hela elektrolysorsystemet kan skalas upp eller ner beroende på hur många moduler som används, vilket gör det flexibelt. Systemet kan monteras ner på några dagar och flyttas vid behov, vilket ytterligare ökar dess anpassningsförmåga. Den negativa aspekten med P&P är att de endast är lönsamma vid mindre effekter, under 10MW och ska de parallellkopplas för att öka effekten så tar de mycket plats. En fast anläggning är här mer anpassad och tar mindre plats och är billigare vid effekter över 10MW. Det bör dock nämnas att tillgängligheten för en fast anläggning inte är lika bra som för en P&P, leveranstiden för en fast anläggning är ofta över 1 år.

Lösningen med separata moduler för elektrolysorsystemet innebär att varje enhet köps individuellt, och kostnaden beräknas per styck. Detta leder till att kostnaderna inte minskar proportionellt med ökande storlek vid uppskalning. I motsats till en fast anläggning, där kostnaderna per MW sjunker med större projektstorlek. När det gäller kostnaden för elektrolysörer finns det ingen betydande skillnad mellan olika P&P-system. Vi har fått prisindikationer från både AEL- och PEM-leverantörer, som visar liknande kostnadsnivåer på 1,6-1,7 miljoner euro/MW.

Korrekt körning av en elektrolysör är en viktig aspekt för dess livslängd. En elektrolysör fungerar inte som ett batteri som kan startas och stoppas frekvent. Istället bör elektrolysören alltid vara i drift om den inte ska stängas ner över en längre period, exempelvis några veckor. Vid möte med leverantörer har de indikerat att elektrolysörer vanligtvis körs mellan 10% till 100% av sin nominella effekt. Vid lägre nominella effekter minskar slitaget på systemet jämfört med högre effektnivåer. En av leverantörerna nämnde att deras elektrolysör kan köra på överkapacitet i fler dagar utan att slita på systemet.

Vattenbehandling är en viktig aspekt, så att elektrolysören matas med så rent vatten som möjligt. Eftersom vattnets egenskaper varierar beroende på plats i världen, anpassas varje vattenreningssystem efter lokala förhållanden. Kunden skickar ett vattenprov till leverantören, som analyserar parametrar som hårdhet, saltnivåer etc., för att optimera vattenbehandlingen specifikt för platsens vatten.

Det framgick att inte alla elektrolysörssystem kan ta vara på syrgasen som produceras. Orsaken till detta är tekniska säkerhetsaspekter och vissa tillverkare väljer helt enkelt att släppa ut syrgasen direkt ut i atmosfären utan möjlighet att ta tillvara på den. Från mötet med en leverantör framkom det att återvinning av syrgasen inte var möjlig med deras system. Vid ett annat möte med en annan leverantören nämndes det att syrgasen kunde utvinnas och att trycket ut på syrgasen är omkring 3-5bar.

Tabell 14 redovisar intervall och exakta värden av relevanta parametrar. Dessa har erhållits från de olika leverantörerna av PEM-elektrolysteknik som undersökts. Datan i tabellen kommer från möten samt specifikationsblad som finns i appendix B.

Tabell 14: Data från olika leverantörer av PEM elektrolysteknik.

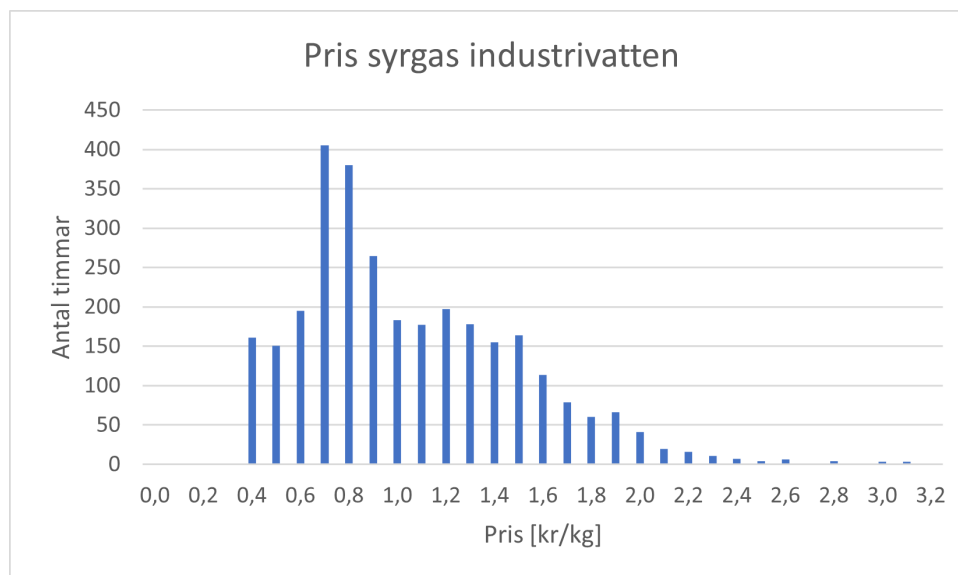
Parametrar & enheter	NEL-Hydrogen		H-Tec 5X	Plug-Power	H-Tec
	2X	MC500	ME450	4250D	MHP
	5MW		5MW	10MW	10MW
Specifik energiförbrukning system [kWh/m ³ H ₂]	5,1		4,7	4,4	4,6
Produktionshastighet vätgas nominell [kg/h & /MW]	18,0		18,8	17,7	19,2
Uppstartstid kallstart [min]	8		-	-	-
Uppstartstid varmstart [sek]	15		30	60	30
Nominell effektspann [%]	10 - 100		20 - 100	1 - 100	10 - 100
Effektförändring (ramp up) [% av nominell effekt/s]	≤7,4		≤3,7	≤1,85	≤3,7
Utloppstemperatur nominell [°C]	58		57	-	-
Syrgasutvinning [Ja/Nej]	Nej		Nej/Kanske	-	Ja
CAPEX [miljoner €/MW]	1,72		1,6	-	< 1,6
OPEX [% av CAPEX/år]	1 - 2		-	-	-
Degradering [%/år]	≈1		-	-	≈1
Stack livslängd [kh]	80		-	-	80
Kostnad stackbyte [% av CAPEX]	≈17		-	-	≈17
System livslängd [år]	20		-	-	20
Gastryck ut nominell [bar]	30		30	40	30
Storlek system [m ² /MW]	12,2		10,5	11,7	21,5
Uppvärm inomhusplats [Ja/Nej]	Nej		Nej	Ja	Ja

4.3 Syrgasinvestering och bidragskvalificering

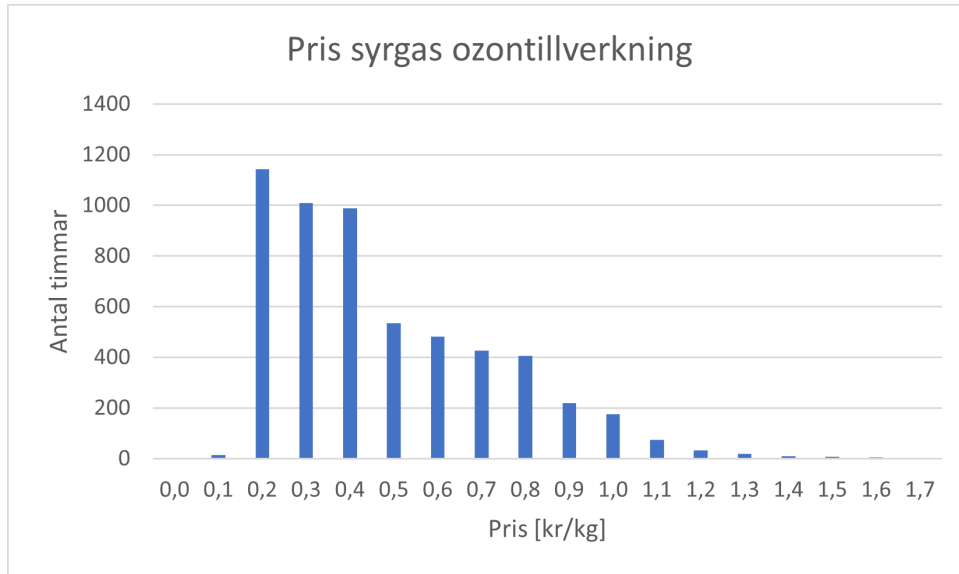
I följande avsnitt presenteras resultaten från simuleringarna. Först vad syrgaspriset för de olika behoven och hur mycket syrgasen ersätter elbehovet. Efter det visas intäkter baserat på två olika scenarion och två olika årsprisdatabaser. Sedan syrgasens andel av de totala intäkterna. Därefter vätgasproduktion vilket jämförs med behovet av vätgas i aktuellt reningsverk enligt två scenarion. Det visas sedan hur många lastbilar som krävs för att konsumera den producerade vätgasen givet att ingen vätgas säljs till reningsverket. Därefter presenteras lönsamheten i en investering i syrgasåtervinning baserat på två olika investeringskostnader med intäktsmodellen för 2023. Avslutningsvis presenteras resultaten för den klimatnyttokvot som projektet skulle erhålla om en ansökan till Klimatklivet eller Innovation Fund görs.

4.3.1 Intäkter och vätgasbehov

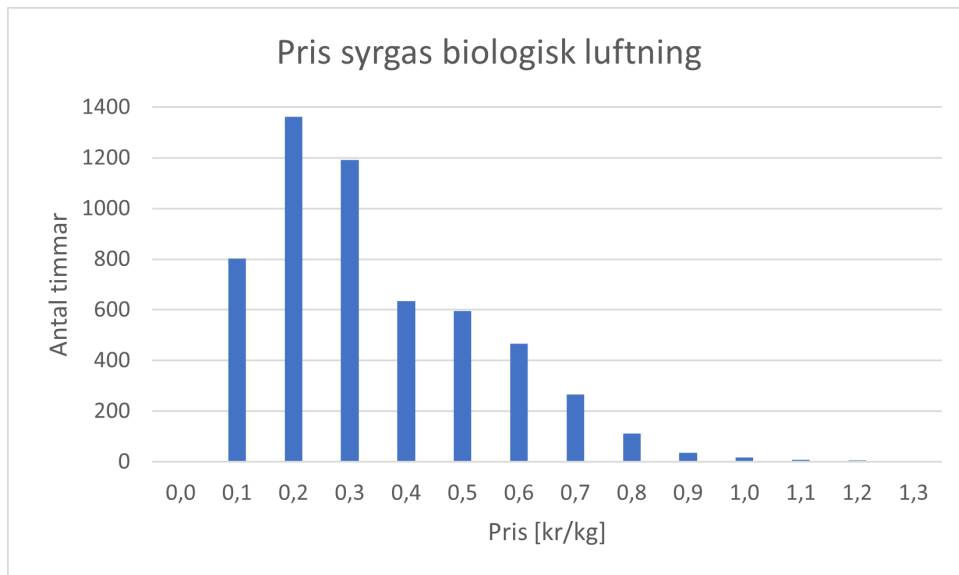
I figur 12-14 syns vad ett kg syrgas kostar för de olika behoven. Eftersom den prissätts efter elpriset så varierar den, och har delats in i intervall om 0,1 kr. En kan se att de högre prisintervallen förekommer relativt sällan. För industrivattnet är summan av antal timmar också lägre då det endast finns behov av luftning sju månader om året i den bassängen.



Figur 12: Pris för syrgasen när den säljs till luftning av industrivatten för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.

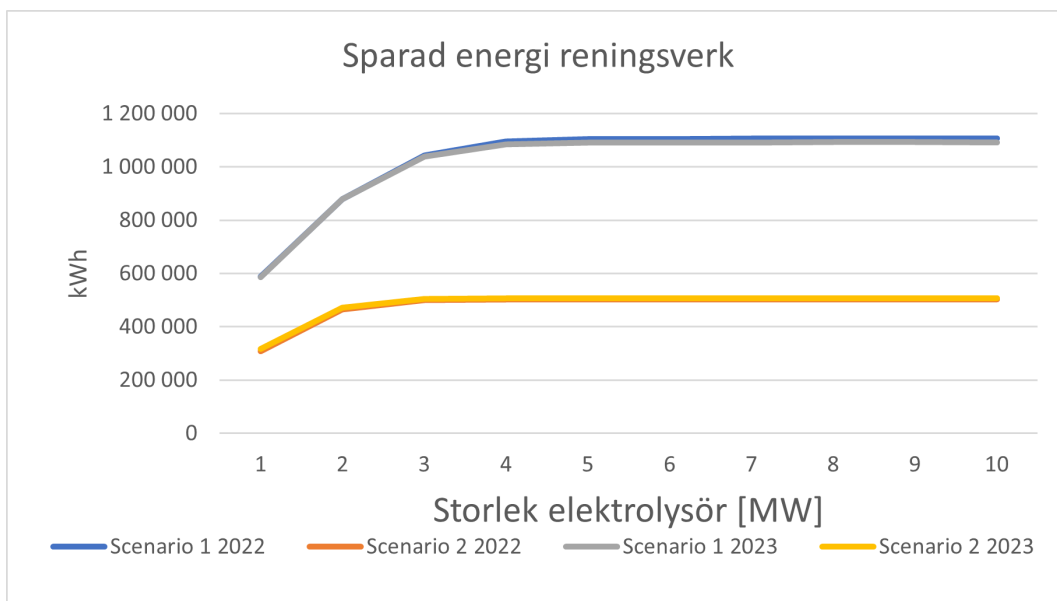


Figur 13: Pris för syrgasen när den säljs till ozontillverkning för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.

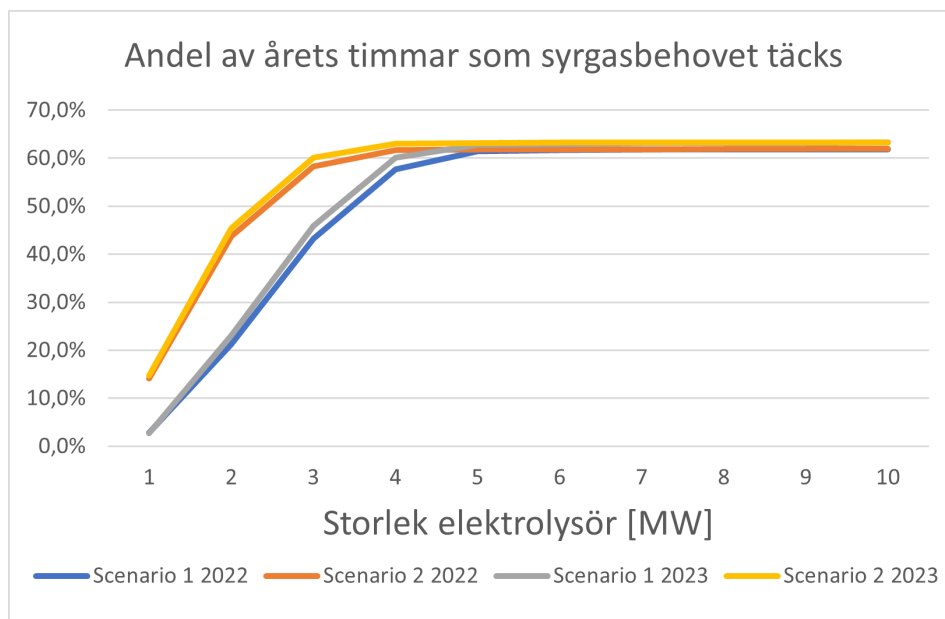


Figur 14: Pris för syrgasen när den säljs till den biologiska luftningen för 2023 års priser och antal timmar per år som den säljs till det priset.

I figurerna 15 och 16 visas hur många kWh som sparas i reningsverket samt hur stor andel av behovet som täcks, för olika scenarion och årtal. En kan se en plåtå ta form vid ungefär 4MW elektrolysörstorlek där behovet börjar mättas. Det betyder att syrgasmängden täcker behovet för varje timme som elektrolysören kör.

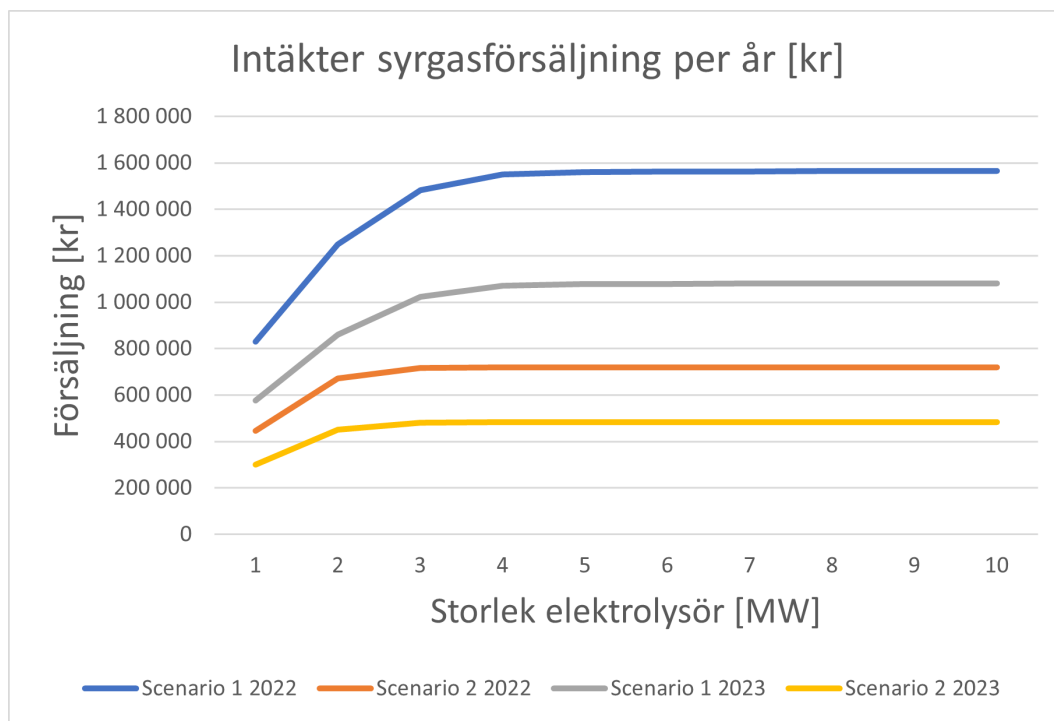


Figur 15: Sparad energi i reningsverket för olika scenarion och årtal.

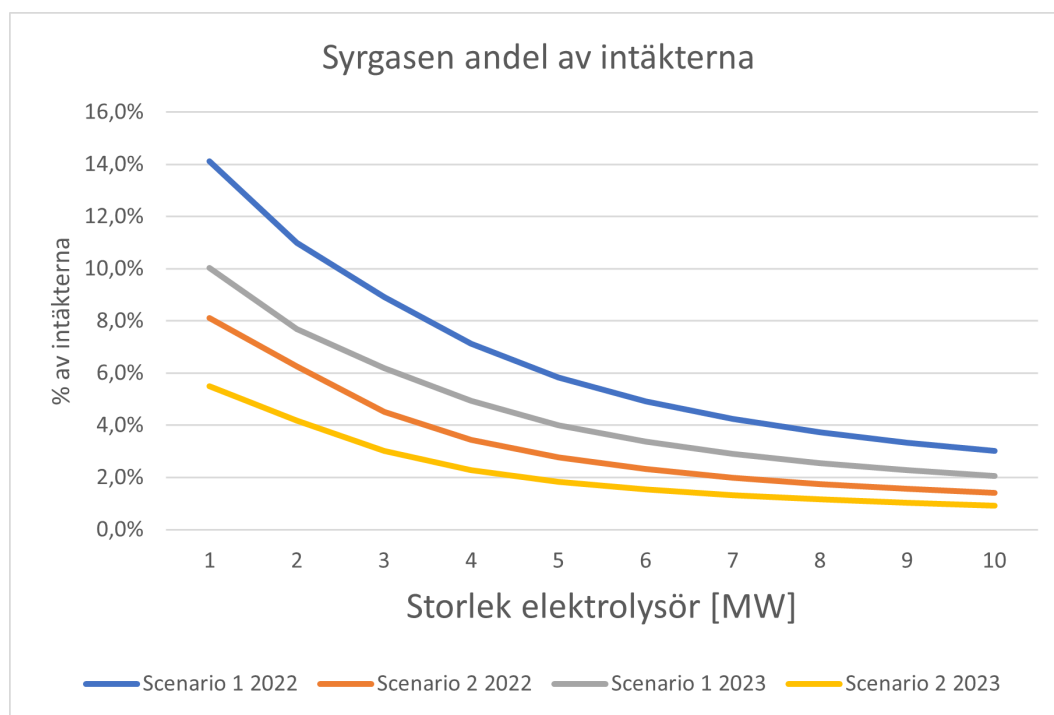


Figur 16: Andel av årets timmar som syrgas täcker behovet hos reningsverket.

I figur 17 ses totala intäkter per år för olika scenarion och årtal. På samma sätt som en plåtå gick att urskilja i figur 15 och 16, finns här samma plåtå eftersom behovet mättas och det går inte sälja mer. I figur 18 visas hur stor del av totala intäkter som utgörs av syrgas. Eftersom mängden vätgas skalar linjärt med storlek på elektrolysören, medan försäljningsökningen av syrgas avtar med skalan, krymper syrgasen som total andel av intäkterna.

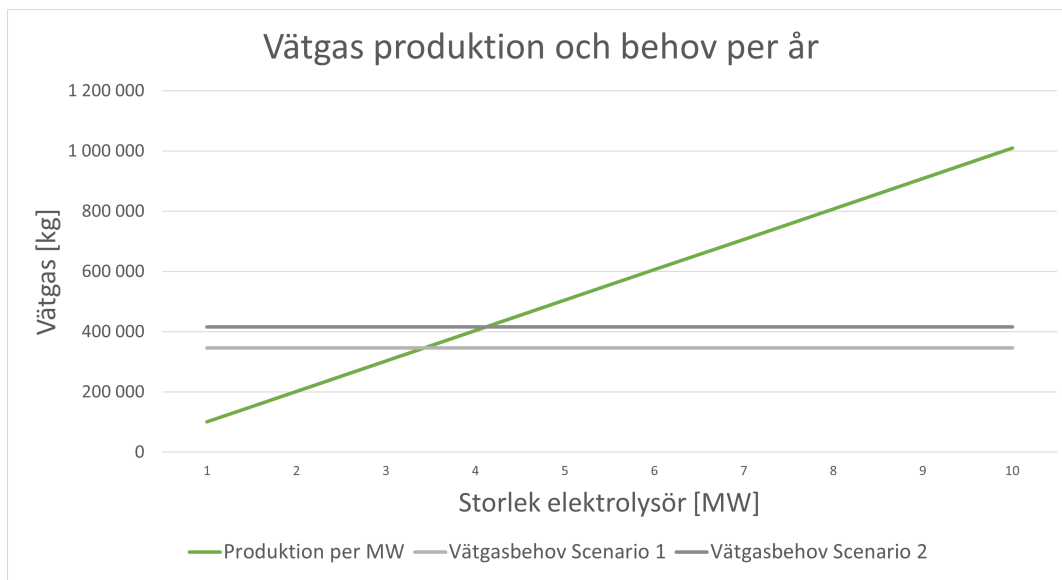


Figur 17: Intäkter från syrgasförsäljning för olika scenarion och årsprisdatabaser.

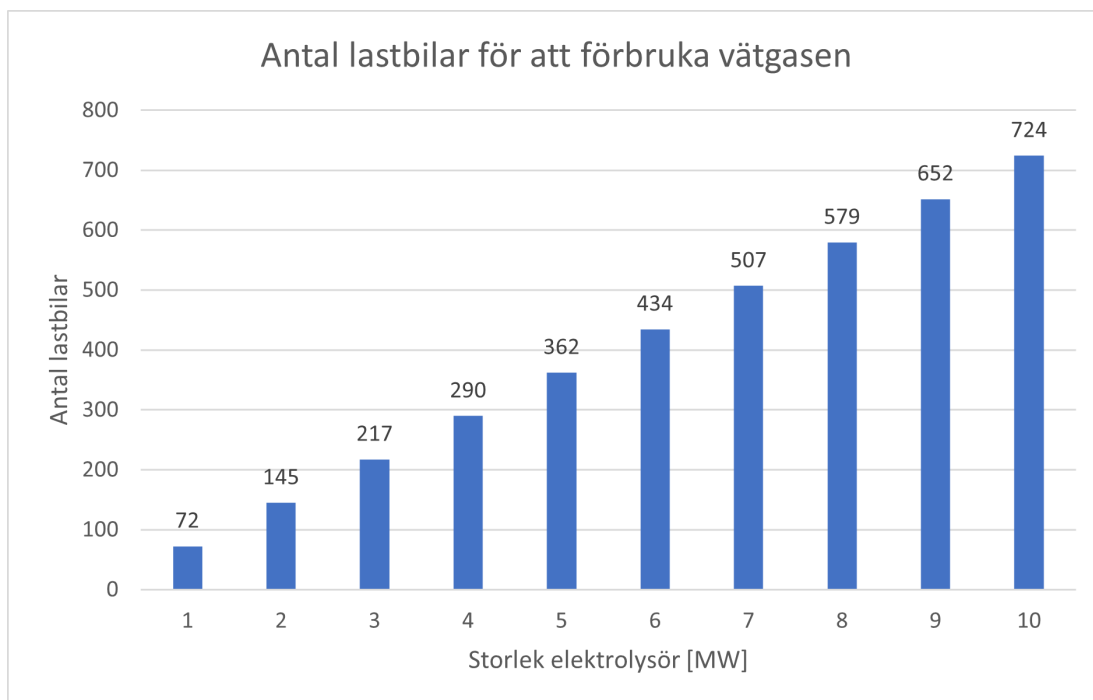


Figur 18: Syrgasens intäkter som total andel av gasförsäljning.

I figur 19 visas hur mycket vätgas som produceras år 2023 baserat på storlek på elektrolysör. Produktionen växer linjärt med storleken. Det eventuella behovet som kan komma att uppstå i reningsverket visas som två horisontella linjer för de två olika scenarierna. En kan se att vid 4MW mätts behovet av internt vätgasbehov. Om istället all vätgas säljs till transportsektorn och mer specifikt till lastbilar, visas i figur 20 hur många lastbilar som krävs för att förbruka all produktion.



Figur 19: Produktion av vätgas per MW enligt 2023 års simulering och behov av vätgas för uppgradering till e-metan enligt två olika scenarion.



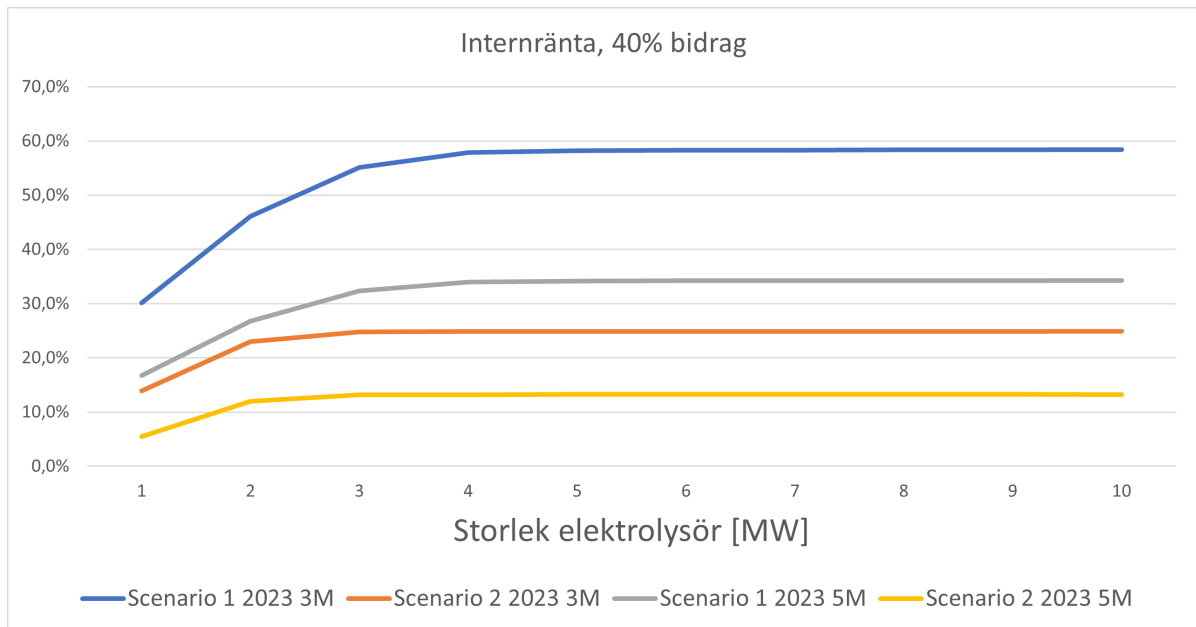
Figur 20: Antal lastbilar för att täcka årsproduktionen av vätgas

4.3.2 Investeringsbedömning

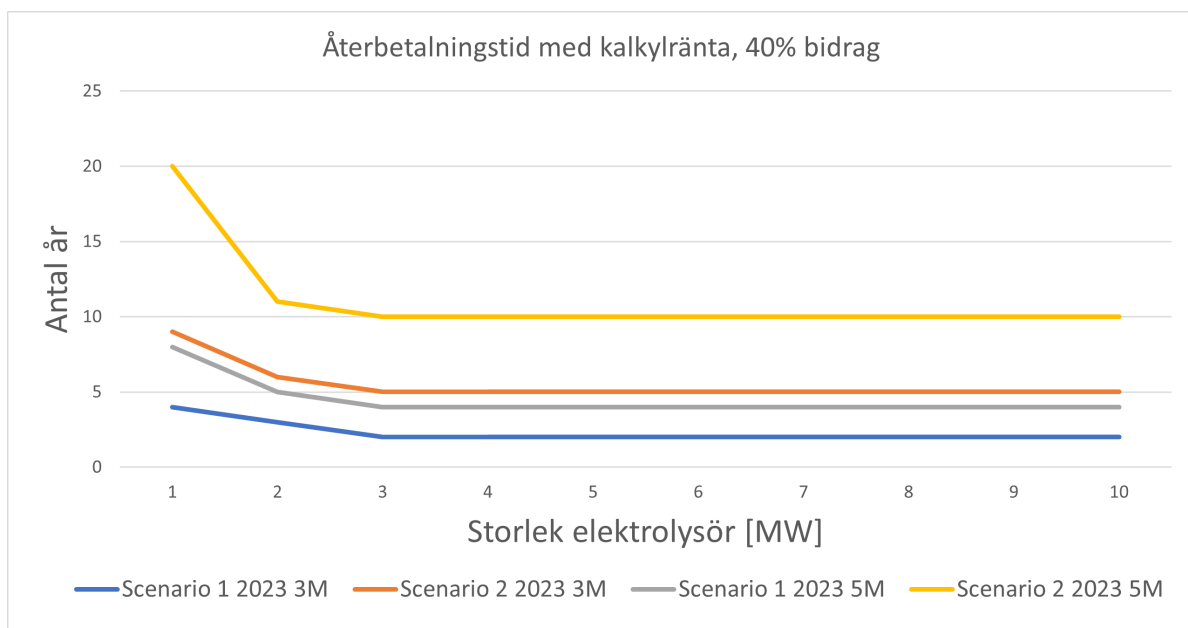
Investeringen avser att dra pipeline från elektrolysörsystemet, där syrgas produceras, till reningsverket där syrgasbehovet finns. Priser har uppskattats av Novowind samt konsulter inom branschen. Låg investering avser att pris per meter är 10 000 kr och 300 meter rör måste läggas. Den höga investeringen är att styrsystem måste kopplas in eftersom att syrgasinjektionen måste balanseras mot den befintliga luftningen i reningsverket. I ett möte med Suez presenterades ett projekt där syrgasutvinning från ett elektrolysörsystem hade byggts och där priset blev 10 000 000 kr per km rör. Därför ansågs 5 000 000 kr som ett rimligt belopp då sträckan vid reningsverket uppgår till 300-500m. Viktigt att notera är att storleken på elektrolysör inte har någon inverkan på *CAPEX* då infrastrukturen mellan elektrolysörsystemet och reningsverket antas bli lika stora oavsett storlek på elektrolysörsystemet.

Tabell 15: Indata till syrgasinvesteringen.

	Låg investering	Hög investering
CAPEX [kr]	3 000 000	5 000 000
Intäkter [kr]	Från figur 17	Från figur 17
Utgifter [kr]	1% av CAPEX	1% av CAPEX
Kalkylränta	6%	6%
Livslängd [år]	20	20
Restvärde [kr]	0	0
Bidrag [% av CAPEX]	40%	40%
Simuleringsår	2023	2023
Scenario	1 och 2	1 och 2



Figur 21: Internräntan för investering i syrgasåtervinning för olika scenarion och investeringsstorlekar. 40% av CAPEX fås i stöd.



Figur 22: Återbetalningstid med kalkylränta för investering i syrgasåtervinning för olika scenarion och investeringsstorlekar. 40% av CAPEX fås i stöd.

4.3.3 Klimatnyttokvot

I tabell 19 visas beräkningar av klimatnyttokvoten för projektet *Vätgas i tanken* på ett övergripande plan. Här räknas det med att distribution, kompression, lagring och användandet av vätgasen inte har några utsläpp. Antagandet att transporten av vätgasen till bränslestationer inte har några direkta utsläpp kan motiveras genom att en lastbil som drivs av vätgas används. Ingen data har erhållits över hur mycket energi som går åt till komprimering och lagring och lämnades därför utanför. Användandet av gasen antas ske i en bränslecell och utsläppen sätts då till 0 gCO₂. De utsläppen som projektet själv skapar är elanvändning och värdet på den tas från tabell 6. Här görs två beräkningar, en med 90 och en med 12 gCO₂/kWh. Endast beräkning för 90 gCO₂/kWh visas i tabell 19. För 12 gCO₂/kWh blir skillnaden att *Utsläpp från elförbrukning* ändras till 12 och *Totala utsläpp elektrolysörsystem* får ett annat värde, se tabell i appendix D. Utsläpp som sparas är från transportsektorn, sparad el i reningsverket samt sparad värme i fjärrvärmenätet, och värden tas från tabell 6. Livslängd för en investering i vätgas är 20 år och bestäms av Naturvårdsverket. Klimatnyttokvoten beräknas i ekvation 1 för 90 gCO₂/kWh och i ekvation 2 för 12 gCO₂/kWh för elektrolysörsystemets egen elförbrukning.

Tabell 16: Beräkningar av totala utsläpp under anläggningens livstid. Egen elanvändning 90gCO₂/kWh.

Beräkningar	Belopp	Summa
Elektrolysörsystem storlek [MW]	5	
Produktion av vätgas [kg/år]	517 153	
Förbrukning vätgaslastbil 19 ton [kg/km]	0,09	
Total körsträcka vätgaslastbil [km]	5 746 149	
Förbrukning diesellastbil [liter/km]	0,332	
Liter diesel för att köra samma sträcka som vätgaslastbil	1 907 721	
Utsläpp diesellastbilar [kgCO ₂ /år]		4 916 007
Värmeproduktion elektrolysör [kW]	1 250	
Total värmeproduktion [kWh/år]	6 895 379	
Sparade utsläpp fjärrvärme [kgCO ₂ /år]		76 539
Sparad elenergi reningsverk [kWh/år]	1 090 676	
Sparade utsläpp reningsverk [kgCO ₂ /år]		98 161
Total sparad CO₂ [kgCO₂/år]		5 090 707
Förbrukad elenergi elektrolysör [kWh]	27 581 515	
Utsläpp från elförbrukning [gCO ₂ /kWh]	90	
Totala utsläpp elektrolysörsystem [kgCO ₂ /år]		2 482 336
Totala utsläpp CO₂ [kgCO₂/år]		2 482 336
Netto sparad CO₂ [kgCO₂/år]		2 608 371
Livstid [år]	20	
Totalt sparade utsläpp livstid [kgCO₂]		52 167 411

Tabell 17: Uppskattade kostnader för en vätgasanläggningen. Priser från leverantörer och konsulter.

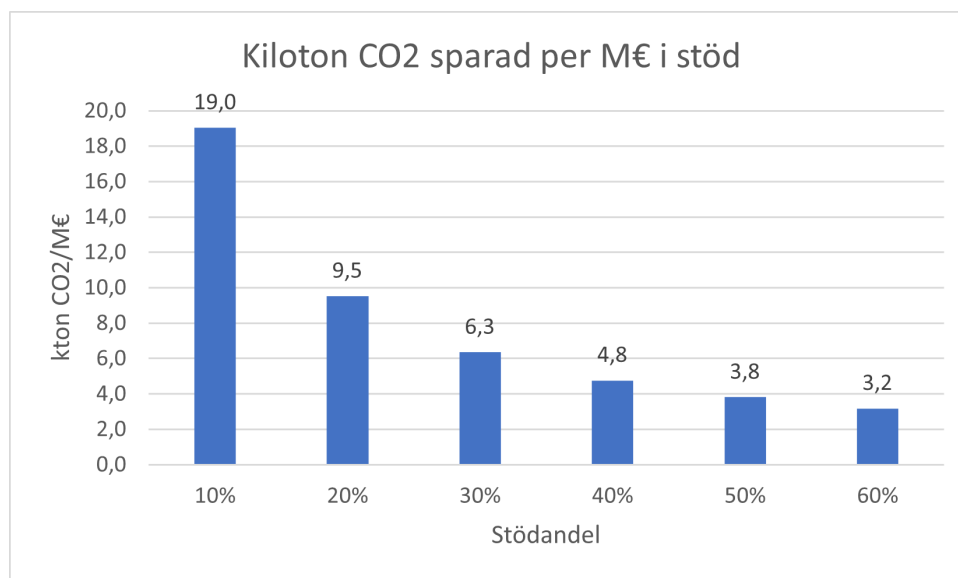
Komponent	Belopp [kr]
Elektrolysör	80 000 000
Kompressor	25 000 000
Lager 6 ton	27 000 000
Syrgaspipeline	5 000 000
Totalt	137 000 000

$$Klimatnyttokvot_{90} = \frac{Sparad CO_2}{Total Investering} = 0,34 \frac{kgCO_2}{kr} \quad (1)$$

$$Klimatnyttokvot_{12} = \frac{Sparad CO_2}{Total Investering} = 0,69 \frac{kgCO_2}{kr} \quad (2)$$

4.3.4 Kvalificering till Innovation Fund

I figur 23 syns värdena på parametern $\text{kton CO}_2/\text{M€}$ för projektet och för sex olika stödandelar. Värdet på kton CO_2 är fixt och M€ är en andel av *CAPEX*. När andelen i stöd ökar kommer kvoten att minska. Värdena för *CAPEX* och CO_2 -besparing kommer från avsnitt 4.3.3.



Figur 23: Kiloton CO₂ sparad per miljon euro i bidrag beräknat för olika stödandelar för *Vätgas i tanken*.

5 Diskussion & slutsats

I följande kapitel kommer resultatet från de olika områdena att diskuteras och slutsatser att dras. Först behandlas de olika bidragen och författarnas åsikter om dess relevans. Därefter diskuteras de två olika teknikerna som har undersökts under arbetets gång och för- och nackdelar ventileras. Slutligen behandlas resultaten från simuleringen där intäkter, utsläpp och kvalificering till bidragen diskuteras.

5.1 Bidrag

5.1.1 LIFE

Vi anser att LIFE kan vara ett rimligt bidrag att söka för vissa delar av *Vätgas i tanken*. Eftersom dess fokus är miljö, klimatförändring och biologisk mångfald, anser vi att just vattenreningen passar väl in här, speciellt med tanke på att det finns projekt med liknande inriktning som fått stöd från LIFE tidigare. Det är en mindre investering jämfört med investeringen på över 100 miljoner kr som krävs för ett vätgasproducerande system. Budget för projekt inom LIFE är också mindre än de beloppen som krävs för *Vätgas i tanken*. Rådgivare för LIFE vid Naturvårdsverket säger att det inte finns någon övre gräns för projekt, samtidigt kommunicerar de i sitt faktablad att typiska storlekar är 15-30 miljoner kronor. Exempel på projekt inom vätgas hittades, ”Grön vätgas till transporter”, med budget kring 80 miljoner kronor. Det projektet avsåg 2MW elektrolysörsystem vilket är mindre än det tänkta för *Vätgas i tanken*. Det projektet äger också rum mellan 3 länder vilket kan motivera högre bidrag. Här anser vi att VA SYD gör en egen ansökan om LIFE för att investera i ozontillverkning och luftning med ren syrgas och kopplar på sig på en befintlig vätgasproducerande anläggning i närhet till deras reningsverk.

5.1.2 Innovation Fund

Innovation Fund anser vi är högst intressant för *Vätgas i tanken* och mer utredning krävs i frågan. Medvetenhet om den omfattande ansökan är viktigt och ska ett försök göras måste det vara helhjärtat från alla aktörer. Konsulter höjer säkerligen chansen att delges stödet och med tanke på de höga beloppen och den högre stödandelen som kan erhållas, kan extra kostnader för konsulter vara motiverat. Vi anser att hela *Vätgas i tanken* inklusive vattenrening skulle kunna passa in. Innovationshöjden och marknaden finns. Erhålls 20% stödandel nås samma CO_2 -besparing som H2 Valmonica vilket är ett projekt som delgivits stöd inom Innovation Fund.

5.1.3 Industriklivet

Chansen att få stöd via Industriklivet ser vi som väldigt liten då handläggaren för Industriklivet sa att ingen med annat SNI-index, det index som avgör vilken bransch ett företag tillhör, än index C hade fått stöd inom kategori 1. Energibolag skulle söka till kategori 2 vilket riktar sig till CCS-projekt. Eftersom *Vätgas i tanken* inte är ett CCS-projekt finns ingen anledning att söka kategori 2. Sedan vänder sig fonden till att demonstrera nya tekniker i pilotprojekt och inte att finansiera investeringar. Därför anser vi att tid inte bör läggas på att söka till Industriklivet.

5.1.4 Klimatklivet

Klimatklivet ses som den absolut mest lovande kandidaten av undersökta bidrag. De har en uttalad kommunikation om att det är satsningar inom vätgas de vill stötta. Efter samtal med handläggare för Klimatklivet bekräftades bilden av att de vill se mer ansökningar. Bilden blir ännu ljusare av att se listan över deras godkända projekt där vätgasprojekt har tillkommit starkt under de senaste 2 åren. En sak som ännu inte är utredd och som inte heller kunde bekräftas, trots samtal med både Naturvårdsverket och Länsstyrelsen Skåne, är hur den egna förbrukningen av el ska räknas. Vi anser att den egna förbrukningen borde släppa ut utsläpp som står i proportion till den PPA som man säkrar inför investeringen. Ett PPA, där man säkrar upp inköp av grön el, är ett krav från Naturvårdsverket som grundar sig i EU:s politik,

för att produktionen av vätgas ska vara grön. Om strömmen som används för att producera vätgas är grön, borde också utsläppen vara samma som från kraftslaget som står på kontraktet. Därför anser vi att den beräknade klimatnyttokvoten på 0,69 är den som ska användas vid en ansökan och inte 0,34. Om den högre används ser chanserna för att få bidrag bra ut även fast de är under tidigare gränser som varit både 0,75 och 1,0. Enligt figur 11 syns det att det finns många projekt som haft lägre kvot än 0,75 och ändå fått bidrag. Ett sätt att tolka det är att få projekt når upp till en kvot på 1,0 och därför godkänner Naturvårdsverket ansökningar med lägre kvot än 1,0 då deras uppdrag är att stötta fossil framtidsteknik, vilket i regel är dyrt när tekniken är ny.

En sak som måste reflekteras över inom Klimatklivet är sättet som ett projekt erhåller en hög klimatnyttokvot. Enligt formeln vill en undvika så mycket utsläpp som möjligt till en så liten kostnad som möjligt. För att uppnå det med en elektrolysör krävs det att man minimerar *CAPEX* och samtidigt kör systemet så mycket man bara kan utan att ta hänsyn till elpriser. På så sätt produceras maximal mängd vätgas vilket trycker bort så stor mängd diesel från marknaden som möjligt. Att det löpande kassaflödet ska vara positivt eller negativt är då inget som spelar någon roll, vilket betyder att en mindre lönsam affär kan få förtur inom bidraget. Eftersom att elpriset är en stor kostnad för den totala kostnaden för vätgasen, kan företag som söker bidrag prognostisera låga elpriser vilket ger stor vätgasproduktion och stor kvot. Om det sedan inte inträffar spelar då mindre roll eftersom bidraget redan har betalats ut. Sammanfattningsvis innebär anpassning av produktionen till elpriserna att det antingen resulterar i en lägre produktion av vätgas, kräver större investeringar för att nå den planerade produktionsnivån, vilket minskar möjligheten att få bidrag.

Ytterligare en reflektion som bör göras är investeringen i att börja tillverka e-metan vid reningsverket för att injicera i gasnätet. Ett system som uppgraderar CO_2 och vätgas till e-metan kommer leda till större *CAPEX*, samtidigt som gCO_2/kWh blir mindre enligt tabell 19, som visar att det västsvenska gasnätet ger mindre besparingar av CO_2 än vad diesel gör. Trots att det ger en säkrare avsättning för vätgasen kommer chansen till bidrag att minskas.

5.2 Elektrolysörteknik

Det är viktigt att nämna att parametrarna som presenteras i tabellerna i resultatdelen kommer direkt från tillverkarna. Dessa kan därför vara optimerade för att visa deras produkter i bästa möjliga ljus, och är sannolikt framställda under ideala förhållanden i kontrollerade miljöer, och det finns en viss osäkerhet kring deras tillförlitlighet när de tillämpas i olika verkliga situationer. Därför bör läsarna vara försiktiga med att dra slutsatser baserade på små skillnader mellan parametrar för de olika teknikerna.

Genom att jämföra värdena på parametrarna från tabell 13 och 14 blir det tydligare hur parametrarna skiljer sig åt mellan teknikerna. I tabell 18 har snittvärdena från tabellerna i resultatdelen beräknats så att teknikerna kan jämföras. Forskningsresultatet för datan i AEL-kolumnen i tabell 18 är begränsat på grund av det låga antalet AEL-leverantörer inom storleksordningen 1-10MW som fanns tillgängliga. Trots upprepade försök att få kontakt lyckades inte ett möte med någon AEL-leverantör arrangeras. Detta medförde att vissa parametrar inte kunde undersökas grundligt och att vissa värden saknas. Därför bör AEL-tekniken undersökas noggrannare för att reda ut vad som faktiskt gäller. Däremot när det gäller datan som presenteras över PEM-tekniken anser vi däremot att den är i linje med verkligheten då den kommer från fyra olika leverantörer, varav två vi haft möten med där de bekräftar siffrorna.

Vad som med säkerhet kan sägas om AEL-tekniken är att den har samma *CAPEX* som PEM-tekniken, vilket visar att pris för systemstorlekar på 1-10MW har konvergerat. Det ska poängteras att det gäller små system och att samma slutsats inte kan dras för större system. Något som är överraskande är att *Effektförändring* för AEL-tekniken visade sig vara högre än för PEM-tekniken vilket är exakt tvärtom vad litteraturen sa. En stor anledningen till att PEM-tekniken var av intresse för projektet var just på grund av dess rampningshastigheter. Om AEL-tekniken är snabbare än PEM-tekniken faller en av anledningarna att välja PEM-tekniken. Nackdelarna med AEL-tekniken är dock att platsbehovet är större och renheten på gasen är lägre.

Tabell 18: Snittvärden för PEM och AEL för tekniker på 1-10MW

Parameter & Enhet	PEM	AEL
Specifik energiförbrukning system [kWh/m ³ H ₂]	4,7	4,7
Produktionshastighet vätgas nominell [kg/h & /MW]	18,4	19,8
Uppstartstid kallstart [min]	5-10	-
Uppstartstid varmstart [sek]	15-60	-
Nominellt effektspann [%]	0-100	5-100
Effektförändring [% av nom. effekt/s]	≤3,7	≤5,0
Utloppstemperatur [°C]	58-60	-
Syrgasutvinning [Ja/Nej]	Ja	Ja
<i>CAPEX</i> [miljoner €/MW]	1,65	1,7
<i>OPEX</i> [% av <i>CAPEX</i> /år]	≈1-2	-
Degradering [%/år]	≈1	-
Stack livslängd [kh]	80	90
Kostnad stackbyte [% av <i>CAPEX</i>]	17	-
System livslängd [år]	20	> 20
Storlek system [m ²]	170	350 - 1270
Uppvärmad inomhusplats [Ja/Nej]	Ja & Nej	Ja & Nej
Demineraliserat vatten förbrukning nominell [<i>l</i> H ₂ O/ <i>Nm</i> ³ H ₂]	0,18	0,156-0,25
Gastryck ut från cellen [bar]	30	30

Forskningsresultatet för datan i PEM-kolumnen i tabell 18 skiljer sig från datan i litteraturstudien. Hur alla dessa parametrar skiljer sig kommer inte diskuteras, bara de som vi anser mest intressanta. Dessa är *Effektförändring*, *Kostnad stackbyte*, *Tryck gasutflöde nominell*, och *Driftstemperatur nominell*. Litteraturstudien nämner att ett PEM-elektrolysörsystem har en effektförändring på mellan 10-50% per sekund medan vår forskning visar att det är som högst 7,4% per sekund. Skillnaderna är gedigna och det kan finnas många anledningar till varför dessa skiljer sig åt. Vi överväger om författarna från de olika studierna vi har tittat på i litteraturstudien kan ha blandat ihop ramp up och ramp down, eftersom ramp down går betydligt snabbare och då är siffrorna mer rimliga. Eller att det inte specificerats och det är därför effektförändringshastigheten beskrivs som så hög i vissa studier. Vi har dock undersökt ramp down och har funnit att värden på 50% per sekund inte är i närheten av verkligheten, snarare ligger de runt 15-20% per sekund. En annan förklaring kan vara att data i litteraturstudien härstammar från forskning istället för från verkliga scenarier med tillämpade elektrolysörsystem. Det medlemmar i *Vätgas i tanken* nu ser när vi fått värden på effektförändringshastigheten är att systemet är för långsamt för att på egen hand agera på stödtjänstmarknaden och därför kommer ett batteri behöva kopplas in för att stötta systemet med stödtjänster. Detta är både positivt och negativt eftersom ett batteri genererar intäkter från stödtjänstmarknaden, dock till en högre total kostnad för systemet.

Kostnaden för stackbyten skiljer sig åt. Detta beror säkerligen på att källorna för stackbytet från litteraturstudien är fem år gamla medan prisuppgifterna i vår undersökning är tre månader gamla när arbetet skrivs. Detta tyder på att kostnaderna börjar minska för stackbyten då teknologiska framsteg sker. Vår data visar att ett stackbyte kosta ungefär 17% av initial investering om stackbytet sker idag, till dagens priser. Värt att nämna är att denna kostnad kommer uppstå 10 år efter att anläggningen har köpts in och därför är det inte helt enkelt att avgöra exakt vad ett stackbyte vid den tidpunkten kostar, men troligen kommer det att vara mindre än idag.

Resultatet visar att gastrycket ut kan förväntas vara 30bar för PEM-systemet. Detta gäller dock endast för vätgasen. Syrgasen har ett lägre tryck, endast några enheter högre än atmosfärstrycket, omkring 3-5bar. Detta skiljer sig markant från litteraturstudien där vi såg tryck ut på vätgasen på upp till 700bar för PEM-system. 700bar tryck låter orimligt nu i efterhand och litteraturstudien har säkerligen beskrivit ett elektrolysörsystem med komprimering när de nämner att trycket ut är 700bar. Alltså ett elektrolysörsystem utan efterföljande komprimering kan inte komma upp i 700bar.

När det gäller att besvara frågan om förväntad temperatur är informationen enhetlig och säger att processen körs vid cirka 60°C, och att temperaturen som kan förväntas tas vara på är omkring 58-60°C. Detta skiljer sig rejält från litteraturstudien som nämnde att ett PEM-elektrolysörsystem kan operera på temperaturer upp till 200°C. Temperaturer på 58-60°C är tillräcklig för ett lågtempererat fjärrvärmenät och för ett vanligt fjärrvärmenät är det sällsynt att hitta en inkoppling där 58-60°C är tillräckligt varmt. Därför kommer det troligtvis krävas en värmepump för att få upp temperaturen på värmen vilket försämrar lönsamheten från att sälja värmen. Efter att fått nej från flera leverantörer som levererar AEL-teknik på grund av för liten storlek, att leverantörer som har båda teknikerna rekommenderar PEM, och att tillgängligheten för PEM-tekniken är högre, tycker vi att PEM är den tekniken som projektet ska satsa på.

Vi vill nu diskutera fördelarna och nackdelarna med en P&P-anläggning jämfört med en fast anläggning för *Vätgas i tanken*. P&P har visat sig vara en enkel och smidig lösning. Det är en billigare lösning vid lägre effektnivåer under 10MW vilket anläggningen som ska etableras i projektet förväntas vara. Styrkan i en P&P ligger också i dess skalbarhet. Med tanke på att en P&P kan parallellkopplas kan den skalas upp genom att köpa in fler moduler. Vid en inledande satsning på vätgas, som i projektet *Vätgas i tanken*, där det finns många osäkerheter kring intäkter från vätgasen, värmen och stödtjänstmarknaden, kan det vara fördelaktigt att börja i liten skala och sedan expandera vid behov. P&P-system kan monteras ner och flyttas inom några dagar om den ursprungliga platsen inte visar sig vara optimal och systemet kan då flyttas till en mer lämplig plats. Med tanke på att Kraftringen är etablerad över ett stort geografiskt

område, kan elektrolysören tänkas komma till användning på olika ställen. Ett exempel på detta kan vara Örtoftaverket utanför Lund, där vätgasen kan användas för biogasupptradering och syrgasen kan användas i dess förbränningskammare istället för luft. Fattas beslut om att bygga en anläggning på 10MW eller uppåt, borde istället en fast anläggning väljas.

5.3 Simuleringsresultatet

I figurerna 12-14 syns fördelningen av vad ett kg syrgas kostar. Eftersom ingen undersökning har gjorts för vad syrgas kostar ges ingen kommentar för hur priset står sig i relation till priser från försäljare av gas. En slutsats som kan dras är att industrivattnet har ungefär 50% av de totala timmarna där syrgasen prissattes till över 1 kr/kg. För ozonet är den siffran 6% och för den biologiska luftningen 1%. Att priset är högre för syrgasen till industrivattnet har att göra med, som tidigare nämnts, att förhållandet mellan kg syrgas och kWh är nästan 1:1, medan det är mycket högre för de andra processerna. Sedan brukas bassängen för industrivattnet januari-maj och november-december vilket är perioder av högre elpriser, medan de andra processerna äger rum året om vilket gör att snittpriset på syrgas blir lägre. Observera att syrgasen inte är styrande i simuleringen, utan att körningen som gjordes kom från Modity där vätgasproduktion var målet och syrgasen är en restström.

Reningsverket kan spara mycket energi i båda scenarion. Dock ska inte en slutsats dras att det går åt mindre energi i elsystemet eftersom besparingen kommer från att elektrolysörsystemet kör och producerar vätgas vilket är en elintensiv produktion. Ser man till total elförbrukning för vätgasproduktionen är den 27,58GWh och sparad elförbrukning i reningsverket är 1,10GWh för ett 5MW system. Här anser vi att kraven som EU ställer för att klassa vätgas som grön är befogad eftersom det är en stor mängd energi som krävs, och med tanke på att el som används måste produceras i samma ögonblick som den förbrukas, är den tidsmässiga korrelationen bra för att undvika ökade utsläpp från elproduktionen. Vad man kan se i figur 15 och 16 är att en plåtå nås. För syrgasens skull finns det ingen idé att investera i ett större system än 4MW för att tillgodose reningsverkets behov.

I figur 17 presenterades hur stora intäkterna är per år från syrgasen för de olika scenarierna och årtalen. Här syns samma plåtå som tidigare har observerats; när en viss storlek på system nås, planar intäkterna ut och inget större system är nödvändigt med avseende på syrgasbehov. Det betyder är att när elektrolysören når 4MW i storlek, produceras en så stor mängd syre att den täcker alla behoven och det blir syrgas till övers de timmar som systemet kör. För att sedan

koppla det till figur 18 syns det att för ett 5MW system, scenario 1 och på 2023 års spotprisdatabaser, att intäkterna från syrgas står för 4% av totala intäkter från gas. Dessa krymper ännu mer om intäkter från värme och stödtjänster tas med i kalkylen. Här anser vi att förmågan att leverera syrgas inte ska vara avgörande för *Vätgas i tanken* när de fattar sitt beslut för en investering i ett vätgasproducerande system. Dock ska det poängteras att syrgasen kan vara innovativt vilket är till fördel vid ansökan till Innovation Fund. För Klimatklivet gör inte syrgasen någon skillnad i vilken klimatnyttokvot som erhålls.

Ett eventuellt behov av vätgas i reningsverket, se tabell 19, kommer att kräva ungefär samma storlek på system som krävs för syrgasen, mellan 3-4MW. Fördelen med att uppgradera CO_2 till e-metan är att det finns avsättning i form av det Västsvenska gasnätet vilket ger trygghet i investeringen. Hur prissättningen till gasnätet och om det finns ekonomiska incitament för e-metan till gasnätet ligger utanför det här arbetet. Om uppgraderingen inte sker men samma storlek på system betraktas, kommer det att krävas 200-300 lastbilar för att konsumera produktionen av vätgas per år. Anledningen till att just tung trafik undersöks och inte personbilar är att personbilar ser en kraftig elektrifiering och personbilar som drivs av vätgas är sällsynta, medan vätgas till tung transport är något som det syns tecken på i både bidragen som ges ut från myndigheter och EU samt från fordonsleverantörer av tunga lastbilar som tex Volvo [94].

Investeringen i att återvinna syrgasen har bedömts som lönsam för alla scenarierna och *CAPEX*. Dock är återbetalningstiden halva livslängden för *Scenario 2* om *CAPEX* är 5 000 000 kr, vilket klassiskt ses som för lång återbetalningstid inom industrin. Något som en bör ha i åtanke är att investeringen för att ta vara på syrgas är liten i relation till resten av systemet. Om syrgasen höjer innovationshöjden vilket ökar chansen till bidrag för hela systemet, bör den inte bedömas i sig självt utan hela systemets lönsamhet ska betraktas. Görs däremot investeringen i syrgasutvinning efter att elektrolysörsystemet står på plats blir fallet annorlunda eftersom dess lönsamhet då avgör bedömningen.

Den simulering som kördes innehåller förenklingar och antaganden som gör resultatet till viss del osäkert. Det första är elpriset. Att simulera på dåtiden ger en fingervisning men måste självklart kompletteras med en simulering baserat på prognoser av elpriset framåt. Elpriset har under de 30 år som ledde upp till kriget i Ukraina präglats av betydligt lägre priser än vad som sågs under 2022 och 2023, vilket kanske gör de åren till de sämsta att använda i en simulering. Trots att 2023 års spotprisdata valdes som grund för investeringsbedömningen, ett år med relativt höga priser, visar den att intäktsandelen är låg och lönsamheten osäker.

När en ekonomisk simulering utförs finns det felkällor att betrakta. Den stora felkällan i vår simulering anser vi är *CAPEX* för de olika investeringarna då vi har erhållit priser som ibland legat i ett spann, eller kommit från projekt som utfördes i andra länder vid andra tidpunkter vilket ger osäkerhet när dessa priser tas till Sverige. Ytterligare en felkälla är att inte ta med driftutsläpp från komprimering, lagring och transport av gasen i beräkningen av klimatnyttokvoten.

6 Framtida arbete

För att få en mer nyanserad bild och säkrare resultat rekommenderar vi vidare forskning inom vissa områden. När det gäller de tekniska delarna av rapporten skulle AEL systemet behöva undersökas mer ingående för att få fram fler datapunkter. En noggrann undersökning av de specifika parametrarna för ett AEL system, likt den som genomförts för PEM systemet i denna rapport hade varit bra att göra för att få en bättre jämförelse.

En annan teknisk aspekt att undersöka är svårigheterna med att integrera fjärrvärme direkt i fjärrvärmenätet, då temperaturen som PEM-elektrolysören opererar vid inte är tillräckligt hög för att den återvunna värmen ska kunna kopplas in direkt i alla fjärrvärmenät. En ytterligare aspekt att undersöka är hur ett elektrolysörsystem kan kombineras med ett batteri för att kunna agera på stödtjänstmarknaden. Detta då vi ser att elektrolysörsystem inte är så dynamiska som förväntat. Andra aspekter att utvärdera är hur syrgasanvändning i ett reningsverk påverkar pH-värdet i bassänger eftersom mindre bubblande för bort mindre CO_2 .

Källor

- [1] *International energy agency*. Global hydrogen review 2023. *accessed: 2024-04-19*. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.
- [2] *European Commission*. The European Green Deal. *accessed: 2024-03-11*. URL: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en.
- [3] *Klimat- Och Näringslivsdepartementet*. Regeringens Skrivelse 2023/24:59, Regeringens Klimathandlingsplan – Hela Vägen Till Nettonoll. *2023-12-21*. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/990c26a040184c46acc66f89af34437f/232405900webb.pdf>.
- [4] *Gielen D and Lathwal P and Lopez Rocha S C*. Unleashing The Power Of Hydrogen For The Clean Energy Transition. *World Bank*, *2023-04-21*. URL: <https://blogs.worldbank.org/en/energy/unleashing-power-hydrogen-clean-energy-transition>.
- [5] *European Commission*. A Hydrogen Strategy For A Climate-neutral Europe, *2020-06*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>.
- [6] *Nordin Fördös A and Lindborg J and Tibbelin A and Solér O and Andersson HD*. Värdekedjor För Vätgas I Skåne. *RISE*, *2022-04-19*. URL: https://www.ri.se/sites/default/files/2022-04/SLUTRAPPORT_V%C3%A4rdekedjor%20f%C3%B6r%20v%C3%A4tgas%20i%20Sk%C3%A5ne_2022.pdf.
- [7] *Yedinak EM*. The Curious Case Of Geologic Hydrogen: Assessing Its Potential As A Near-term Clean Energy Source. *Joule*, *6(3):503–508*, *2022-03*. URL: [https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351\(22\)00037-X.pdf](https://www.cell.com/joule/pdf/S2542-4351(22)00037-X.pdf).
- [8] *Møller K, and Jensen T, and Akiba E, and Li H.,.* Hydrogen: A Sustainable Energy Carrier. *Progress in natural science: Materials International*, *27(1):34–40*, *2017*.

- [9] *Nebergall J.* Hydrogen Internal Combustion Engines and Hydrogen Fuel Cells. 2022-01-27. URL: <https://www.cummins.com/news/2022/01/27/hydrogen-internal-combustion-engines-and-hydrogen-fuel-cells>.
- [10] *Sundén B.* *Hydrogen, Batteries And Fuel Cells*. Academic Press, 2019.
- [11] *International Renewable Energy Agency.* Geopolitics Of The Energy Transformation: The Hydrogen Factor, 2022-01. URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Jan/Geopolitics-of-the-Energy-Transformation-Hydrogen>.
- [12] *United Nations Framework Convention on Climate Change.* The Paris Agreement. accessed: 2024-03-14. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>.
- [13] *Europaparlamentet och Europeiska rådet.* European Climate Law. 2021-06. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>.
- [14] *Europeiska rådet.* 55 % -Paketet. URL: <https://www.consilium.europa.eu/sv/policies/green-deal/fit-for-55/>. accessed: 2024-04-19.
- [15] *Finansdepartementet.* Sveriges Återhämtningsplan. 2021. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/dad10f1743b64c78a1c5b2d71f81a6eb/sveriges-aterhamtningsplan.pdf>.
- [16] European Council. Infographic - Where Does The EU's Gas Come From? accessed: 2024-03-11. URL: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>.
- [17] *European Commission.* REPowerEU Plan. 2022-05. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>.
- [18] *Europeiska parlamentet.* Directive (EU) 2018/2001 Of The European Parliament And Of The Council Of 11 December 2018 On The Promotion Of The Use Of Energy From Renewable Sources. 2018-12. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.

- [19] *European Commission*. Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 10 February 2023 Supplementing Directive (EU) 2018/2001 Of The European Parliament And Of The Council By Establishing A Union Methodology Setting Out Detailed Rules For The Production Of Renewable Liquid And Gaseous Transport Fuels Of Non-biological Origin. 2023-06. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184&qid=1704969010792>.
- [20] *Naturvårdsverket*. Vätgas. accessed: 2024-03-27. URL: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/klimatklivet/forbered-din-ansokan/vatgas/>.
- [21] *Klimat- och näringslivsdepartementet*. Det Klimatpolitiska Ramverket. 2017-04-12. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/efa01b82b6304de8b469376fb057dda7/en-klimatstrategi-for-sverige-skr.-201718238>.
- [22] *Miljödepartementet*. Regeringens Proposition, 2019/20:65, En Samlad Politik För Klimatet – Klimatpolitisk Handlingsplan. 2019. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/61f93d2abb184289a0c81c75395207b6/en-samlad-politik-for-klimatet--klimatpolitisk-handlingsplan-prop.-20192065>.
- [23] *Klimat- och näringslivsdepartementet*. Regeringens Proposition 2023/24:105, Energipolitikens Långsiktiga Inriktning. 2024. URL: <https://www.regeringen.se/contentassets/2fd0739890d8484b8129d3c0e678f24d/energipolitikens-langsiktiga-inriktning-prop.-202324105.pdf>.
- [24] *McKinsey Energy Solutions*. Global Energy Perspective 2023: Hydrogen Outlook, 2023. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook>.
- [25] *Barbosa, R and Escobar, B and Sanchez, V and Ortegon, J*. Effects Of The Size And Cost Reduction On A] Discounted Payback Period And LCOE Of A Zero-export Photovoltaic System With Green Hydrogen Storage. *Heliyon*, 9(5):e15749, 2023. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405844023039142>.

- [26] *Naturvårdsverket*. Life-programmet 2021–2027, Faktablad. *accessed: 2024-03-04*. URL: <https://www.naturvardsverket.se/4ac680/contentassets/e69af70707e642d7910617d77fa44662/life-faktablad.pdf>.
- [27] *European Commission*. What Is The Innovation Fund? *accessed: 2024-04-03*. URL: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/what-innovation-fund_en.
- [28] *European Commission*. Commission Decision Of 27.7.2021 On The Award Of Project Development Assistance Under The Innovation Fund - First Call For Large-scale Projects. *2021-07*. URL: https://climate.ec.europa.eu/document/download/e4217d5c-2453-4d1a-a409-e4e4bcf51f16_en?filename=c_2021_5764_en.pdf.
- [29] *European Commission*. Competitive Bidding, A New Tool For Funding Innovative Low-carbon Technologies Under The Innovation Fund. *accessed: 2024-04-03*. URL: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en.
- [30] *Energimyndigheten*. Industriklivet. *accessed: 2024-04-03*. URL: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/industri/industriklivet/>.
- [31] *SWECO*. Fem År Med Industriklivet. *2023-03*. URL: <https://www.energimyndigheten.se/49e615/globalassets/forskning--innovation/industri/industriklivet/fem-ar-med-industriklivet-2018-2022---utvarderingsrapport.pdf>.
- [32] *Klimat- och näringslivsdepartementet*. Förordning (2015:517) Om Stöd Till Lokala Klimatinvesteringar, *2015*. URL: <https://rkrattsbaser.gov.se/sfst?bet=2015:517>.
- [33] *Energimyndigheten*. Frågor Och Svar Om Industriklivet. *accessed: 2024-03-25*. URL: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/industri/industriklivet/fragor-och-svar-om-industriklivet/>.
- [34] *Paredes-Baños A and Molina-Garcia A and Mateo-Aroca A and López-Cascales, J*. Scalable And Multi-Channel Real-Time Low Cost Monitoring System For Pem Electrolyzers Based

- On IoT Applications. *Electronics*, 13(2):296, 2024. URL: <https://doi.org/10.3390/electronics13020296>.
- [35] *SENZA Team*. Understanding pem electrolyzer components and their functions, 2023-05. URL: <https://www.senzahydrogen.com/blog/understanding-pem-electrolyzer-components-and-their-functions>.
- [36] *Carlson A and Nordin A and Lindborg J and Wickström A*. Studie ÖverEelektrolysteknologier. 2021-08-26. URL: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20Studie%20över%20elektrolys-teknologier%20idag%20och%20i%20framtiden.pdf>.
- [37] *Millet P and Grigoriev S*. *Water Electrolysis Technologies*. Elsevier, <https://feismo.com/doc-viewer-v2>, 2013.
- [38] *Holst M and Garche J and Smolinka T*. Stand Und Entwicklungspotenzial Der Wasserelektrolyse Zur Herstellung Von Wasserstoff Aus Regenerativen Energien. Technical report, Fraunhofer, 2010. URL: [/https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf](https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now-studie-wasserelektrolyse-2011.pdf).
- [39] *Gambou F and Guilbert D and Zasadzinski M and Rafaralahy H*. A Comprehensive Survey Of Alkaline Electrolyzer Modeling: Electrical Domain And Specific Electrolyte Conductivity. *Energies*, 15, 2022-05.
- [40] *Ghaebi P, Xiaoti, C Bornapour M, Hooshmand R, and Guerrero J*. Marketability Analysis Of Green Hydrogen Production In Denmark: Scale-up Effects On Grid-connected Electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(25):Table 5, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922004980>.
- [41] *Holst M and Aschbrenner S and Smolinka T and Voglstätter C and Grimm G*. Cost Forecast For Low-temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-up Prognosis For Pem And Alkaline Water Electrolysis Systems. Technical report.
- [42] *Edvall M and Eriksson L*. Flexibel Vätgasproduktion. pages 10 – 12, 2022. URL: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1674956/FULLTEXT01.pdf>.

- [43] Grigoriev SA and Fateev VN and Bessarabov DG and Millet P. Current Status, Research Trends, And Challenges In Water Electrolysis Science And Technology. 2020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920310715>.
- [44] Martínez Lopez VA and Ziar H and Haverkort JW and Zeman M and Isabella O. Dynamic Operation Of Water Electrolyzers: A Review For Applications In Photovoltaic Systems Integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182:1364–1382, 2023. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032123002642>.
- [45] Sapountzi FM and Gracia JM and Weststrate CJ and Fredriksson H and Niemantsverdriet JW. Electrocatalysts For The Generation Of Hydrogen, Oxygen And Synthesis Gas. *Progress in Energy and Combustion Science*, 58(1):1–35, 2017.
- [46] David M and Ocampo-Martínez C and Sánchez-Peña R. Advances In Alkaline Water Electrolyzers: A Review. *Journal of Energy Storage*, 23:392–403, 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X18306558>.
- [47] Buttler A and Spliethoff H. Current Status Of Water Electrolysis For Energy Storage, Grid Balancing And Sector Coupling Via Power-to-gas And Power-to-liquids: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:2440–2454, 2018. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211731242X>.
- [48] Davies J and Dolci F and Klassek-Bajorek D and Ortiz Cebolla R and Weidner, E. Current Status Of Chemical Energy Storage Technologies. *Publications Office of the European Union: Luxembourg*, 2020. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118776>.
- [49] U.S. Department of Energy. Technical Targets For Proton Exchange Membrane Electrolysis. accessed: 2024-04-23. URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>.
- [50] Dohyung J, Jaedong K, Dongmin K, Han W, and Sanggyu K. Techno-economic Analysis And Monte Carlo Simulation Of Green Hydrogen Production Technology Through Various

- Water Electrolysis Technologies. *Energy Conversion and Management*, 258:115499, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422002953>.
- [51] Guo, Yujing and Li, Gendi and Zhou, Junbo and Liu, Yong. Comparison Between Hydrogen pProduction By Alkaline Water Electrolysis And Hydrogen Production By Pem Electrolysis. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019-12. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/371/4/042022>.
- [52] Nigbur F, and Robinius M, and Wienert P, and Deutsch M. Making The Application Of The LCOH Concept More Consistent And More Useful IMPULSE 301/05-i-2023/en, institution = Agora industry, 2023-07. URL: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-12-10_Trans4Real/A-EW_301_LCOH_WEB.pdf.
- [53] De Corato A and Ghazavi M and and Riaz S and Mancarella P. Hydrogen Electrolyzer Load Modelling For Steady-State Power System Studies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(5):3837–3848, 2021. URL: https://www.researchgate.net/publication/373972560_Hydrogen_Electrolyzer_Load_Modelling_for_Steady-State_Power_System_Studies.
- [54] Flamm B, and Peter C and N. Büchi F and Lygeros J. Electrolyzer Modeling And Real-time Control For Optimized Production Of Hydrogen Gas. *Applied Energy*, 281:116031, 2021. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920314690>.
- [55] Enapter. What Is The Duration Of Starting The Electrolyser Until It Is Fully Functional? How Long Is The Warm-up/ramp-up Time?, 2022. URL: https://www.enapter.com/kb_post/what-is-the-duration-of-starting-the-electrolyser-until-it-is-fully-functional-how-long
- [56] Energiföretagen Sverige. District Heating Substations Design And Installation Technical Regulations F:101. Technical report, 2016-02. URL: <https://www.energiforetagen.se/4a4e6b/globalassets/energiforetagen/det-erbjuder-vi/publikationer/f101-district-heating-substations-design-and-installation.pdf>.

- [57] *Bossel U, and Eliasson B.*. Energy And The Hydrogen Economy. *Fuel Cell Consultant*, 2003. URL: https://afdc.energy.gov/files/pdfs/hyd_economy_bossel_eliasson.pdf.
- [58] *Kemira*. About Water Treatment. 2020. URL: <https://www.kemira.com/insights/water-handbook-2020/>.
- [59] *Josefsson S and Larsson O and Törnqvist O*. Fosfor Och Andra Grundämnen I Kust- Och Utsjösediment. *SGU*, 2000-06. URL: https://www.ri.se/sites/default/files/2022-04/SLUTRAPPORT_V%C3%A4rdekedjor%20f%C3%B6r%20v%C3%A4tgas%20i%20Sk%C3%A5ne_2022.pdf.
- [60] *Svenskt Vatten*. Avloppsteknik 2 Reningsprocessen. 2007-03. URL: https://www.researchgate.net/publication/275041621_Aktivslamanlagningar_-_suspenderad_biomassa.
- [61] *Sehlén R et al.*. Pilotanläggning För Ozonoxidation Av Läkemedelsrester I Avloppsvatten. *IVL*, 2015-02. URL: <https://www.tekniskaverken.se/siteassets/tekniska-verken/innovation/pilotanlaggning-for-ozonoxidation-av-lakemedelsrester-i-avloppsvatten.pdf>.
- [62] *Gästrike Vatten*. Slam och biogas från reningsverk. *accessed: 2024-06-11*. URL: <https://www.gastrikevatten.se/vattenavlopp/spillvatten/slamochbiogasfranreningsverk.75.html>.
- [63] *RISE*. From electricity to X – for the climate. *accessed: 2024-06-11*. URL: <https://www.ri.se/en/our-stories/from-electricity-to-x-for-the-climate>.
- [64] *Kraftringen*. Elnätsavgifter För Högspänning. *accessed: 2024-05-20*. URL: <https://www.kraftringen.se/foretag/el/elratsavgifter-foretag/elratsavgifter-hogspanning/>.
- [65] *Tolley J and Estupinan L*. Energy Consumption Of Pressure Swing Adsorption vs. Vacuum Swing Adsorption - A Thermodynamic Study. 2022-03. URL: <https://osioxygen.com/wp-content/uploads/2022/03/VPSA-White-Paper.pdf>.

- [66] *PWC*. The Green Hydrogen Economy- Predicting The Decarbonisation Agenda Of Tomorrow. *accessed: 2024-05-27*. URL: <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>.
- [67] *Naturvårdsverket*. Klimatklivet - Vägledning Om Beräkning Av Utsläppsminskning. 2023-09. URL: <https://www.naturvardsverket.se/4a6ac7/globalassets/amnen/klimat/klimatklivet/vagledning-berakna-utslappsminskning-230915.pdf>.
- [68] *Khodayari R*. Fuel-Cell Hydrogen Long-Haul Trucks In Europe: A Total Cost Of Ownership Analysis. 2023-06. URL: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/09/eu-hvs-fuels-evs-fuel-cell-hdvs-europe-sep22.pdf>.
- [69] *Khodayari R*. Miljövärdering Av Fjärrvärme. 2023-06. URL: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/miljovardering-av-fjarrvarme/>.
- [70] *Naturskyddsföreningen*. Vanliga frågor om vindkraft. *accessed: 2024-05-30*. URL: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/vanliga-fragor-om-vindkraft/>.
- [71] *LIFE Public Database*. MW-scale Green Hydrogen Production Plant To Decarbonize The Treatment Of Meat Residuals In Spain. 2021-07. URL: <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE20-CCM-ES-001694/mw-scale-green-hydrogen-production-plant-to-decarbonize-the-treatment-of-meat-residuals>.
- [72] *LIFE Public Database*. Process Water Treatment Unit For Better River Basin Management. 2021. URL: <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE20-ENV-BG-001042/process-water-treatment-unit-for-better-river-basin-management>.
- [73] *LIFE Public Database*. Life new hyts: Renewable Green Hydrogen For Transport. 2021. URL: <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE20-CCM-NL-001664/life-new-hyts-renewable-green-hydrogen-for-transport>.

- [74] *LIFE Public Database*. Biogas Injection Into Natural Gas Grid And Use As Vehicle Fuel By Upgrading It With A Novel CO₂ Capture And Storage Technology. ,2009. URL: <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE07-ENV-E-000829/biogas-injection-into-natural-gas-grid-and-use-as-vehicle-fuel-by-upgrading-it-with-a->
- [75] *LIFE Public Database*. Hydrogen And Oxygen Production Via Electrolysis Powered By Renewable Energies To Reduce Environmental Footprint Of A WWTP, 2010. URL: <https://webgate.ec.europa.eu/life/publicWebsite/project/LIFE08-ENV-E-000118/hydrogen-and-oxygen-production-via-electrolysis-powered-by-renewable-energies-to-reduc>
- [76] *European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency*. Cinea Project Portfolio. accessed: 2024-04-17. URL: https://dashboard.tech.ec.europa.eu/qs_digit_dashboard_mt/public/sense/app/3744499f-670f-42f8-9ef3-0d98f6cd586f/sheet/4c9ea8df-f0f9-4c0d-b26b-99fc0218d9d9/state/analysis.
- [77] *European Commission*. Towards A Fossil Fuel Free Tissue Production. 2021. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101038816.pdf.
- [78] *European Commission*. HySkies: A partnership to develop Sustainable Aviation Fuel. 2023. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101085962.pdf.
- [79] *European Commission*. AIR: Production Of Sustainable Methanol As Raw Material For Chemical Products By First-of-a-kind Carbon Capture and Utilization Process Integrated WithWorld Scale Electrolysis Unit. 2023. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101085939.pdf.
- [80] *European Commission*. Biorefinery Östrand – The First Commercial Deployment Of Solid Biomass-and-power-to- Sustainable Aviation Fuels Technology line-up. 2024. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101132801.pdf.
- [81] *European Commission*. Hybrit demonstration: Swedish large-scale steel value chain demonstration of hydrogen breakthrough ironmaking technology. 2022. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101051316.pdf.

- [82] *European Commission*. H2 Green Steel. 2023. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133206.pdf.
- [83] *European Commission*. Small-scale Green Hydrogen Production Facility. 2023. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101102990.pdf.
- [84] *European Commission*. Green Hydrogen For The Decarbonisation Of Valcamonica. 2022. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101038880.pdf.
- [85] *European Commission*. Investment In 5MW Green Hydrogen Production Facility Located In Konin, Poland. 2021. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101038982.pdf.
- [86] *European Commission*. Tarragona network hydrogen. 2023. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133010.pdf.
- [87] *European Commission*. Asturias H2 valley. 2024. URL: https://ec.europa.eu/assets/cinea/project_fiches/innovation_fund/101133054.pdf.
- [88] *Energimyndigheten*. Industriklivet. *accessed: 2024-04-17*. URL: <https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/forskning/industri/industriklivet/>.
- [89] *Kärrman J*. Teknisksprång I Gruvan: ”Alla Tunga Transporter Går På El”. 2023-01. URL: <https://www.di.se/nyheter/teknisksprang-i-gruvan-alla-tunga-transporter-gar-pa-el/>.
- [90] *Energimyndigheten*. Obligatorisk Bilaga Till Ansökan. *accessed: 2024-04-22*. URL: <https://www.energimyndigheten.se/utlysningar/industriklivet--uppskalning-och-kommersialisering/>.
- [91] *Statistiska centralbyrån*. Hierarkisk visning från avdelningsnivå och nedåt. *accessed: 2024-04-11*. URL: <https://sni2007.scb.se/snihierarki2007.asp?sniniva=5&snikod=35210>.

- [92] *Rikrevisionen*. Klimatklivet– Stöd Till Lokala Klimatinvesteringar, RIR 2019:1. 2019. URL: https://www.riksrevisionen.se/download/18.7df9df95168512424e317741/1547646400542/RIR_2019_1_ANPASSAD.pdf.
- [93] *Naturvårdsverket*. Utvärdering Av Klimatklivet. 2024. URL: <https://www.naturvardsverket.se/publikationer/7100/978-91-620-7133-2/>.
- [94] *Volvo Trucks*. Volvo utvecklar lastbilar som drivs med vätgas. 2024-05. URL: <https://www.volvotrucks.se/sv-se/news/press-releases/2024/may/Volvo-to-launch-hydrogen-powered-trucks.html>.

A Bidragen

Här publiceras intervjuer och mail som har ägt rum med handläggare för de olika bidragen som undersöktes

A.1 LIFE, Emma Bergman, Naturvårdsverket

”Hallå

Jag heter Anton Fritz och skriver examensarbete hos Kraftringen i Lund om deras vätgassatsning. De driver för närvarande ett Vinnovafinansierat projekt som heter ”Vätgas i tanken” som fungerar som en förstudie till en vätgasetablering i regionen.

Tanken framåt är att etablera en anläggning, eventuellt i anslutning till ett vattenreningsverk, där vätgas, syrgas och värme tas tillvara på, för att förbättra vattenrening, göra bränsle till fordon, uppgradera biogas och värma upp ett fjärrvärmenät.

Min fråga är om du anser att det här projektet i så fall skulle kunna söka bidrag inom LIFE-fonden, Cirkulär ekonomi? Budgeten är ett par hundra miljoner kronor vilket verkar vara betydligt högre än andra projekt inom LIFE. Det är också en kommersiell satsning där lönsamhet är målet med hjälp av bidrag.

Om inte bidrag är möjligt inom LIFE, finns det något annat bidrag man kan söka för den här typen av projekt?

Tack på förhand”

Svar:

”Hej Anton,

Ber om ursäkt för att du fått vänta på svaret. Jag tycker dock att du har alldeles rätt i att titta på LIFE. Det är inte alls ovanligt att ett Vinnovaprojekt går över i ett LIFEedito när man

är redo att bygga en pilotanläggning för att skala upp och testa en ny teknik. Att det längre fram kommer att bli kommersiellt gångbart är inget hinder. Det finns alla möjliga storlekar på LIFEprojekt (det finns ingen max eller minimistorlek) så det borde inte heller vara ett hinder. Det svåra med dyra projekt är ju dels att man måste ha medfinansiering klar för övriga delar samt att EU brukar vilja att man når resultat som står i rimligt förhållande till investeringens storlek (valuta för pengarna). Jag tycker med andra ord att ni ska titta vidare på LIFE, från vår hemsida kan du kanske hitta vidare eller sök direkt på EUs web. På grund av nedskärningar i vår verksamhet har jag tyvärr mycket begränsat med tid för att stötta sökande, men om du har konkreta frågor, liknande denna, så kan jag försöka svara. Årets utlysning kommer troligtvis att öppnas den 18 april men man kan titta på 2023 års utlysningssdokument till dess, det kommer inte att vara några stora förändringar. Lycka till!”

A.2 Innovation Fund, Dag Agnvall, Energimyndigheten

Hur låter det här projektet inom Innovation Fund?

Bara tar emot ansökningar inom vissa sektorer. Tar ansökningar för komplexa projekt. Ser olika värden. Berör kanske el och värme. Blir svårare att bedöma. Mer komplexa projekt kan söka. Kriterier är: innovationshöjd, mäts på minskning av växthusgas. Flesta fallerar på mognaden: flest fallerar på att den finansiella mognaden inte är bra nog. Man vill se att det är finansiellt hållbart. Förstår att det kommer komma ut att vara verksamt. 10 års perioden ser man på efter idrifttagning. Kan man leverera minskningar av växthusgas. Motsättning: vill ha innovation men samtidigt ska det komma ut på marknaden. Innovationsbedömningen sätts mot en referens för att bedöma nyhetsvärdet. Referensen är till landet eller helheten till de 30 länderna som finns. Ofta bedöms man mot helheten vilket höjer ribban. Vissa bedöms just att de höjer i landet som projektet ska vara inom.

Man kan gå in och starta en ansökan för att få bättre förståelse via CINEA eller funding portal för att få en känsla av det. Måste göra det seriöst. Kräver resurser. De samfinansieringar vi gjort från Energimyndigheten via Industriklivet. Innovation Fund och Industriklivet samfinansierar vissa projekt.

Hur moget får projektet vara? Det här ska ju vara kommersiellt och tjäna pengar men behöver stöd för att kunna räkna hem det.

Finansiella planen ser man på den totala finansieringen, inte bara affärsmässig, bra affärssplan, banklån, eget kapital investerare osv. Ska beskrivas upp. Man måste bevisa att den finansieringen ska komma på plats.

Hur mycket stöd kan ett stort företag få?

Upp till 60% av stödgrundande kostnaderna. Innovativa projekt får in mer kostnader som stödgrundanden. Samfinansiering nationellt kan då inte gå över 60%. Många projekt får mindre stöd än 60%, sista kriteriet man bedömer på är hur mycket CO₂ man minskar per kronor. CO₂/euro avgör. Minsta beloppet är 2,5 miljoner euro. 5 inriktningar på utlysningen, topics. Nationella stöd måste baseras på statsstödslinjer från kommissionen. Det här stödet ligger under kommissionen och de tar inte hänsyn till dessa regler.

Hur söker man till projektet och tar alla hjälp av konsulter? Är det nödvändigt för att lyckas?

Finns stöd i Vinnova, tillväxtverket, RISE till små och medelstora företag. Stora företag är det egen ansökan. Finns de som söker och får stöd där de gjort arbetet helt själv. Många tar in konsulter i processen. Ganska omfattande ansökan. Mycket pengar och stora stöd vilket leder till stora ansökningar. Det tar resurser att söka det här. Hur väl dokumenterat projektet redan är avgör hur mycket man sen måste lägga. Finansiella planeringen av projektet är viktig. Många åkte ur där. Projektutvecklingsstöd PDA, European Investment Bank (EIB) upphandlad till att stötta, de ger hjälp i att gå igenom ansökan och bygga den finansiella planeringen. Bra kontakt att ha med dem. De har en tjänstedel där de erbjuder det här kostnadsfritt. Direkt kontakt med EIB.

Jämför man med Industriklivet och Klimatklivet finns det hos dem större möjlighet att ha en dialog hur man går vidare. Innovation Fund är en mer omfattande ansökning. Q and A helpdesk CINEA för att kolla. Hårdare likabehandlingsprincip inom EU. Bedömer det material som kommer in. Vissa har skickat in kompletterande efter men kanske inte tog hänsyn till det.

Finns det konsulter du kan rekommendera?

Som myndighet får vi inte rekommendera specifika företag. Finns de som är delaktiga i det här. Någon konsult har varit med i flera projekt. Kontakta de som fått stöd (Midsummer tex), kanske de kan ge namnet på vem de använt. De bjuder verkligen in till att man kan ansöka flera gånger även om man får avslag. Kan bättra ansökan och söka igen.

A.3 Industriklivet, Ebba Lindqvist, Energimyndigheten

Hallå ! Jag skriver exjobb vid LTH och undersöker bidrag till vätgasinvesteringar. Jag har varit i kontakt med er tidigare angående projekt inom Industriklivet som har fått godkända ansökningar inom kategorin investeringar. Jag har fått ett par exempel skickade till mig och dem ses i tabellen nedan:

Min fråga är

1. Av projekten från första tabellen, är utsläppen endast de direkta, eller någon form av kombination av dessa 9 celler man kan fylla i?
2. Vad är livslängden på de olika projekten? Är det relevant eller ses just själva teknikutvecklingen och dess potential som det viktiga och inte just hur länge det aktuella projektet är i drift?
3. Vad är bedömningen av att få stöd? Är den CO₂/kr som är det som klimatklivet definierar i sin utlysning eller finns en mer visionär aspekt som tas i bejakande vid ansökningar hos indsutriklivet?

Hoppas detta går att svara på.

Svar:

Hej Anton! Se svar i rött under respektive fråga. Vänliga hälsningar

1. Utsläppsminskningen som anges är ett resultat av den investering projektet avser, dvs vid implementering av en fullskalig anläggning.

2. Vi tar inte in information om den tekniska livslängden i ansökningarna.
3. I industriklivet görs ingen bedömning av utsläppsminskning/kr utan ansökningarna bedöms utifrån de bedömningskriterier du hittar i den fullständiga utlysningstexten.

A.4 Industriklivet, Isabella Gustafsson, Energimyndigheten

Vad är det ni bedömer som industri och processindustri?

Bedömningen sker utifrån Statistiska centralbyråns SNI-index (Svensk Näringsgrensindelning) och där har vi endast gett bidrag till de som ligger i kategorin för tillverkande industri enligt SNI. Det är inget som måste följas men hittills har endast projekt i processindustri fått anslag i område 1. Vi välkomnar nya industrier att söka. Det är utsläpp inom industrin som är fokus för stödet, inte något energislag. Man ska kunna visa hur är det här stöttande för industrin i att minska dess utsläpp.

Var ligger biogas- och vätgasproduktion?

Det ligger ganska säkert under energisektorn. Det energibolag har fått stöd för är inom område 2, permanent lagring av CO₂ genom CCS och Direct Air Capture.

A.5 Klimatklivet, handläggare kundtjänst, Naturvårdsverket

Hur låter den här satsningen inom Klimatklivet?

Låter alldeles utmärkt. Stort behov av förnybar vätgas till transportsektorn. Redogöra en utsläppsminskning. Vätgas till transportsektor ersätter diesel. Utsläppsminskning är viktigt att kunna visa.

Är CO₂ per investerad krona det största som avgör eller finns det någon form av innovation som ni också tar hänsyn till?

Den och åtgärdslönsamhet. Den får inte vara för lönsam utan stöd. Svårt att se att den skulle vara för lönsam. 10 år skulle inte vara några problem.

Hur ser du på cirkulariteten i det jag presenterade? Ni säger att det är viktiga bitar.

Alltid bra att pusha på den. Bra att nämna överlag. Vilka miljömål som påverkas. Kan göra att man prioriteras över andra. Jämlighetsmålet. Vi ser positivt på vätgas.

Eftersom projektet inte är endast ett område, utan många, så passar det kanske inte in på specifikt en kategori. Påverkar det chanserna att få bidrag? Ska man söka i kategorin övrigt då? För det är inte en mack men kan skicka vätgas till en mack, det är också biogas och det är e-metan.

Man fyller i kategori själv men det är IT grejer. Ansökan står och faller inte på kategorier. De begär in kompletteringar i 99% av fallen. Ingen fara om man missar något.

Hur ser CO2 beräkningen ut för CO2 och e-metan ut idag? RFNBO?

De har utsläppsvärden på hemsidan. Framgår inte exakt hur många liter vätgas minskar med diesel. Har man egna resonemang skicka med. Inte Ristat i sten. Vi ser positivt på vätgas till transport.

Hur räknas förnybar vätgas?

De ger bara stöd till förnybar vätgas. SE4 är svårt, om man tar el från nätet, måste ha en PPA, behöver inte vara klar när man söker men avsikt att man tänker teckna med en leverantör. Samma område eller ej tolkar vi så gott vi kan till den sökandes fördel. Fram till 2030 ska det produceras samma kalendermånad. Tar man egen el behövs ingen PPA. E-metan oklart. De har inga guide lines. Har ni kontakt med Swedegas så prata med dem. Resonera och ta det vidare.

Hur stort blir stödet och vad får man stöd för?

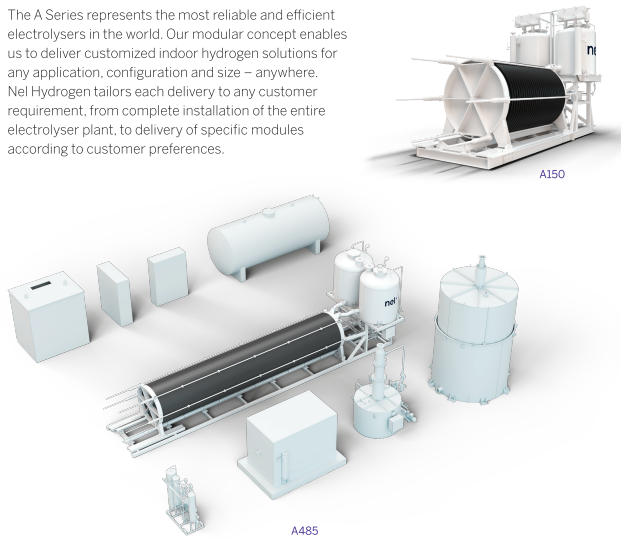
Stödet blir en andel av den totala investeringskostnaden. Vilka kostnader som är stödberättigande finns på sidan. Fysiska kostnader. Stödet måste godkännas innan man får börja bygga. Är spaden redan i backen tolkas det som att det kunde vara lönsamt ändå.

B Tekniken

B.1 Alkalisk elektrolysörteknik

Tailored Solutions

The A Series represents the most reliable and efficient electrolyzers in the world. Our modular concept enables us to deliver customized indoor hydrogen solutions for any application, configuration and size – anywhere. Nel Hydrogen tailors each delivery to any customer requirement, from complete installation of the entire electrolyser plant, to delivery of specific modules according to customer preferences.



SPECIFICATIONS	A150	A300	A485
Net Production Rate	50 to 150 Nm ³ /h	150 to 300 Nm ³ /h	300 to 485 Nm ³ /h
Production Capacity Dynamic Range ¹	15 to 100% of flow range	15 to 100% of flow range	15 to 100% of flow range
Power Consumption at Stack ²	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³
Purity – with optional purification	99.99 to 99.998%	99.99 to 99.998%	99.99-99.998%
O ₂ -Content in H ₂	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
H ₂ O-Content in H ₂	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
Delivery Pressure	1 to 200 barg	1 to 200 barg	1 to 200 barg
Dimensions/Footprint	~150 m ²	~200 m ²	~225 m ²
Ambient Temperature			
Process Room	2 to 40°C	2 to 40°C	2 to 40°C
Rectifier Room	2 to 35°C	2 to 35°C	2 to 35°C
Electrolyte	25% KOH solution	25% KOH solution	25% KOH solution
Feed Water Consumption	~1 l/Nm ³	~1 l/Nm ³	~1 l/Nm ³

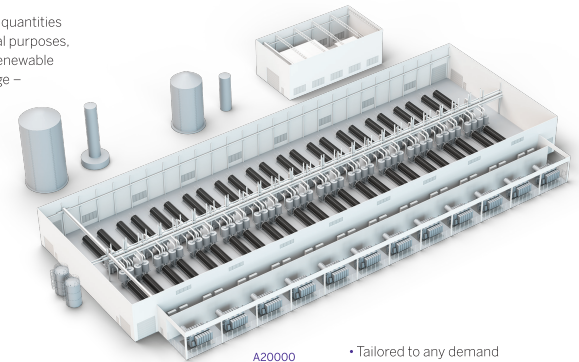
For reference only – specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.
¹ Production capacity dynamic range may vary with rectifier solution and local grid requirements.
² Total power consumption will be higher and dependent upon system configuration.

Large Scale Hydrogen Plants

Whether you need large quantities of hydrogen for industrial purposes, or utilization of excess renewable energy for energy storage – we have experience in both fields!

Nel Hydrogen is the acknowledged expert in large scale electrolyzers. The very nature of the A Series is seamless capacity upsizing from medium to large scale hydrogen plants based on water electrolysis technology.

Our experience in large scale plants is exemplified through historical plants exceeding 30,000 Nm³/h, as well as the recent addition of new plants with an energy capacity of more than 100 MW.



- Tailored to any demand
- Turnkey solutions
- Large capacity at minimum footprint
- High pressure for storage and distribution
- Scaled to any capacity
- More efficient than any other electrolyser

A1000	A2000	A4000	A20000
600 to 970 Nm ³ /h	1,200 to 1,940 Nm ³ /h	2,400 to 3,880 Nm ³ /h	15,520 to 19,400 Nm ³ /h
15 to 100% of flow range	7.5 to 100% of flow range	3.75 to 100% of flow range	1 to 100% of flow range
3.8 to 4.4 kWh/Nm ³	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³	3.8 to 4.4 kWh/Nm ³
99.99 to 99.998%	99.99 to 99.998%	99.99 to 99.998%	99.99 to 99.998%
< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v	< 2 ppm v
1 to 200 barg	1 to 200 barg	1 to 200 barg	1 to 200 barg
~225 m ²	~350 m ²	~770 m ²	Depends on configuration
2 to 40°C	2 to 40°C	2 to 40°C	2 to 40°C
2 to 35°C	2 to 35°C	2 to 35°C	2 to 35°C
25% KOH solution	25% KOH solution	25% KOH solution	25% KOH solution
~1 l/Nm ³	~1 l/Nm ³	~1 l/Nm ³	~1 l/Nm ³

MCLYZER PRODUCT LINE
Specifications¹

	McLyzer 200	McLyzer 400	McLyzer 800	McLyzer 3200
Power class	1 MW	2 MW	4 MW	16 MW
Electrolyzer type	Pressurized alkaline			
Number of stacks	1	4	4	16
System design lifetime (mechanical)	> 20 years			
H₂ OUTPUT				
H² nominal flow rate	200 Nm ³ /h	400 Nm ³ /h	800 Nm ³ /h	3200 Nm ³ /h
H² purity	> 99.998 % after gas cleaning			
H² delivery pressure	27 to 30 bar (g), depending on configuration			
PERFORMANCES				
Stack DC consumption, BoL	4,65 kWh/Nm ³	4,65 kWh/Nm ³	4,65 kWh/Nm ³	4,65 kWh/Nm ³
System AC consumption, BoL	5,1 kWh/Nm ³	5,0 kWh/Nm ³	5,0 kWh/Nm ³	5,0 kWh/Nm ³
Operation range	20 - 100 %	20 - 100 %	20 - 100 %	10 - 100 %
Reaction time	< 30s from hot stand-by to 100 % electrical load			
Ramp-up Ramp-down²	>5 %/s 20 %/s			
DIMENSIONS (L x W x H) & WEIGHTS³				
Stack (per unit)	2.7 x 1.5 x 1.7 m / 9.5 tons			
Stacks & process unit	9.0 x 3.0 x 3.5 m	9.1 x 6.2 x 3.5 m	8.9 x 6.4 x 5.8 m	26 x 25 x 8 m
Electrical unit	6.1 x 2.4 x 2.9 m	6.1 x 3.0 x 2.9 m	9.2 x 2.4 x 2.9 m	26 x 14 x 6 m
Auxiliaries unit	6.1 x 3.0 x 3.0 m	6.1 x 3.0 x 3.0 m	12.0 x 3.0 x 3.0 m	Project specific
INSTALLATION AREA REQUIREMENTS				
Installation area requirements	All equipments delivered in containers	Stacks & process units in building	Stacks in building, process unit outdoor	
Ambient temperature	-20°C +35°C		+5°C +40°C	
UTILITIES				
Demineralized water	ca 1 l/Nm ³ H ₂			
Electrolyte	30 % KOH aqueous solution			

¹ All figures above are "expected values", may vary depending on operating conditions and can be revised by McPhy according to technological evolution.

² At system level within nominal operational load range, in % of electrical full load per second.

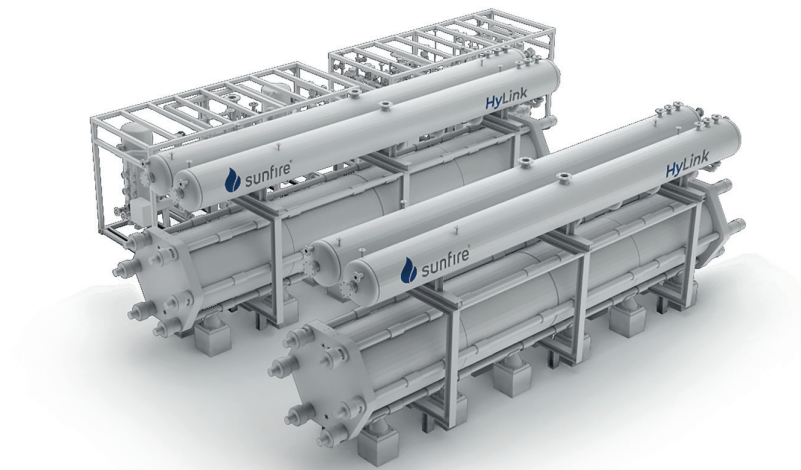
³ Process unit includes, separators, pumps heat exchangers and purification (all products) and drying unit (all except for McLyzer 800/3200).
 Electrical unit includes transformers and rectifiers. Auxiliaries unit includes water demineralization, instrument air, control unit. Cooling auxiliaries not included.

McPhy

contact@mcphy.com

Non contractual, for reference only. These data are not to be used for guarantee purposes. The content of this leaflet is the property of McPhy Energy and is protected by copyright. It is prohibited to modify, copy, distribute, transmit, display, publish, sell, license, and create derivative works or to use the content for commercial or public purposes. © McPhy

SUNFIRE-HYLINK ALKALINE 10 MW – TECHNICAL DATA



HYLINK ALKALINE 10 MW

Hydrogen production	
Net production rate	2,174 Nm ³ /h
	195 kg/h
Production capacity dynamic range	25 % ... 100 %
Delivery pressure	30 bar (g) without additional compression
Hydrogen purity*	99.8 % before gas cleaning
Electrical efficiency	
Specific energy consumption at stack level (DC)	4.18...4.54 kWh/Nm ³
Specific energy consumption at module level (AC)	4.29...4.67 kWh/Nm ³
Feedstock	
Demineralized water consumption	1.85 m ³ /h
Electrolyte	25 % KOH aqueous solution
Other specs	
Proven system runtime	> 30 years
Stack lifetime**	90,000 equivalent operating hours
Footprint***	~ 375 m ²
Ambient temperature	5 °C ... 40 °C

* Up to 99.998 % after gas cleaning

** Equivalent operating hours are calculated based on the operation profile of the electrolyzer (including e.g. start-stops)

*** Average space requirement for a 10 MW module comprising stacks, balance of stack, module control cabinet, and power supply unit

gateway SERIES



Next Generation alkaline electrolysers
for small-to-medium scale applications.



modular and
configurable
system



Fully
Automated
remote operation



Full Maintenance
support



High purity
Hydrogen



RES - Following
in dynamic
operation



Low CAPEX

Technical specifications

Product	Gateway 200	Gateway 400	Gateway 800	Gateway 1600	Gateway 2000
Hydrogen hourly production rate [Nm ³ /h]	200	400	800	1600	2000
Hydrogen daily production rate [kg/day]	432	864	1728	3456	4320
Hydrogen pressure [barg]	30	30	30	30	30
Hydrogen purity [%] *	> 99.999%	> 99.999%	> 99.999%	> 99.999%	> 99.999%
Installed electrical power [MVA]	1.2	2.4	4.8	9.6	12
Stack consumption [kWh/Nm ³]	4.59	4.59	4.59	4.59	4.59
System efficiency (HHV) [%]	69.4%	69.4%	69.4%	69.4%	69.4%
System efficiency (LHV) [%]	58.7%	58.7%	58.7%	58.7%	58.7%
Operating range [%]	20-100%	10-100%	5-100%	5-100%	5-100%
Electrolyte	KOH	KOH	KOH	KOH	KOH
Electrical interface	Low-Voltage substation	Low-Voltage substation	Low-Voltage substation	Low-Voltage substation	Low-Voltage substation
Tap water requirement [l/h]	328	656	1312	2624	3280
System installation location	Outdoors (containerized)	Outdoors (containerized)	Outdoors (containerized)	Outdoors (containerized)	Outdoors (containerized)
Equipment footprint incl. maintenance zones [m ²]	155	310	620	1240	1550
Ambient temperature range [°C] **	-20 to +40	-20 to +40	-20 to +40	-20 to +40	-20 to +40
Communication interface	OPC UA	OPC UA	OPC UA	OPC UA	OPC UA

* Target purity achievable with optional purification system

** Target temperature range available with optional extra package - Standard: +5 to +40 °C

B.2 Protonutbytesmembran elektrolysörteknik

PEM electrolyzers for a sustainable energy supply system – H-TEC SYSTEMS ME450

Plug-and-play hydrogen: The H-TEC SYSTEMS ME450 electrolyzer is a proven turn-key solution for the easy and efficient production of green hydrogen. In the space of just one standard 40-foot container, enough hydrogen can be produced to refuel 90 cars daily. Each ME450 has an electrolysis capacity of 1 MW and can produce 450 kg of high purity hydrogen daily. Its modularity makes it suitable for

projects requiring 1 – 5 MW of electrolysis capacity. Thanks to a multiple stack design, high plant availability and excellent spare parts availability, and our extensive service offering, risks can be minimized, and costs reduced. Due to the proven design the technology of the H-TEC SYSTEMS PEM electrolyzer is reliable and future-proof.

H₂ production nominal	450 kg / d 210 Nm ³ / h
Energy consumption ^{1,2}	4,7 kWh/Nm ³ H ₂ 53 kWh/kg
System efficiency ^{1,2}	75 %
Performance class	1 MW
H₂ production modulation range	42 – 210 Nm ³ /h 20 – 100 %
H₂ purity	5.0 (meets ISO 14687:2019 Table 2)
H₂ output pressure	20 – 30 bar (g)
Load change	30s (Standby to nominal load)
Heat recovery	Heat output: 170 kW BoL 350 kW EoL 57°C Transfer to customer system >90% system efficiency
H₂O required quality	TrinkwV 2020 EU Directive 2020/2184-EU
H₂O consumption nominal	260 kg / h (at 10° dH)
Power supply electrolysis ³	3 x 480 VY, 3 x 480 V ▲ / 50 Hz (acc. IEC 60038), Connecting power: 1.325 MVA
Power supply peripherie	3 x 400 V / 50Hz (acc. IEC 60038), Connecting value: 150 kW
Dimensions LxWxH	40' Container, incl. attachments ca. 13.2 x 4.0 x 5.7 m
Weight	ca. 36 t (operational)
Ambient temperature	-20°C to +40°C

Technical changes reserved

¹ Standard conditions: BoL, 15°C outdoor temperature, 30bar(g) H₂ transfer pressure

² 200 Nm³/h, based on Higher Heating Value (HHV).

³ Transformer is required for galvanic isolation

We are the fuel of the global energy transition

As a technological pioneer, we have been playing a decisive role in shaping hydrogen technology for over 25 years. We believe that mobility, production, and consumption are possible without emissions. To achieve this, H-TEC SYSTEMS

builds on cooperation with visionary customers and partners, and the power of our parent company MAN Energy Solutions. Together, we are making hydrogen production green and the CO₂-neutral transformation of all sectors a reality.

Plug is the only company able to deliver on the entire hydrogen ecosystem.

Our portfolio includes products that produce, store, transport, dispense, and convert hydrogen to carbon-free electricity. Plug's electrolyzers utilize proton exchange membrane (PEM) technology with decades of field experience and a track record of high performance and reliability. The Plug EX-4250D electrolyzer is the building block for high-volume hydrogen production solutions that can be custom-engineered and delivered to meet any demand.

Plug's electrolyzers are the safest, most efficient, and deliver the lowest total cost of ownership on the market today.

PEM electrolyzers generate hydrogen from water using electricity and a special membrane. No caustic chemical solutions required.

The Plug Gigafactory has the highest capacity in the industry (1GW), utilizing lean principles and cutting-edge technology.

EX-4250D System Specifications

The Plug EX-4250D provides up to 4,250 kg/day of high-quality on-site hydrogen.

Instant Load Following

Hydrogen production rate adjusts as electric capacity is available, making this a perfect product for use with grid or renewable energy resources.

Flexible

Operation range covers sub-MW to 10MW.

Scalable

Modular building blocks enable custom-sizing to meet any demand from megawatts to gigawatts.

Corporate Headquarters
968 Albany Shaker Rd,
Latham, NY 12110
518.782.4004

Input

Stack Power Consumption	Up to 10MW
Voltage & Frequency	6 to 34.5 kV (USA) 11 to 33 kV (EU)
Water Consumption	10.23 liters per kg of H ₂ produced

Output (Hydrogen Gas)

Volume	1,989 Nm ³ /h
Mass	4,250 kg / day
Purity	Up to 99.999% (ready with additional H ₂ treatment package)
Pressure	40 barg / 580 psig (w/o compressor)

Operational

Start Up Time	60 sec ramp up time
Average Stack Efficiency	49.9 kWh / kg
Load Following	60 seconds from min. to max. (ramp up) ≤15 seconds from max. to min. (ramp down)

Physical / Environment

Installed Footprint	117.2m ² / 1,280 ft ²
Ambient Temperature	5°C to +40°C (wider temperature range optional)

Other

Compliance 102	ISO 22734, NFPA 2, CE
----------------	-----------------------

PEM electrolyzers for a sustainable energy system – H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP)

Modular, skid-mounted, ready-to-install: The H-TEC SYSTEMS Modular Hydrogen Platform (MHP) is a scalable platform for industrial production of green hydrogen based on PEM technology. 10 MW blocks can be combined to multi-MW systems serving projects with an electrolysis capacity of 10 to more than 100 MW. The system is ready for indoor installation on pre-assembled skids. It is equipped with integrated process

water treatment and electrical power supply. Optionally, the system can be supplemented with fresh water and hydrogen treatment, as well as process heat recovery or oxygen utilization, as required. The H-TEC SYSTEMS MHP electrolyzer stands out with its unrivalled system efficiency, high availability and proven maintenance concept, which results in low hydrogen production costs and stable safe operation.

10 MW Block

H₂ production nominal	4600 kg/d 2130 Nm ³ /h
Energy consumption¹	4.6 kWh/Nm ³ H ₂ 51 kWh/kg
System efficiency¹	77%
Performance class	10 MW
H₂ production modulation range	213 – 2130 Nm ³ /h 10 – 100 %
H₂ purity including optional hydrogen purification	3.0 or 5.0 (meets ISO 14687:2019 Table 2)
H₂ purity without optional hydrogen purification	Water saturated at 65°C and 30 bar (g)
H₂ output pressure	30 bar (g)
Load change	30 s (Minimal load to nominal load)
H₂O required quality, including optional fresh water treatment	TrinkwV 2020 EU Directive 2020/2184-EU
H₂O required quality, without optional fresh water treatment	DI water (fully desalinated)
DI water consumption nominal	1850 kg/h
Dimensions L x W x H (indoor)	ca. 10 x 24 x 4.5 m
Temperature (indoor)	+5°C to +40°C

Technical changes reserved

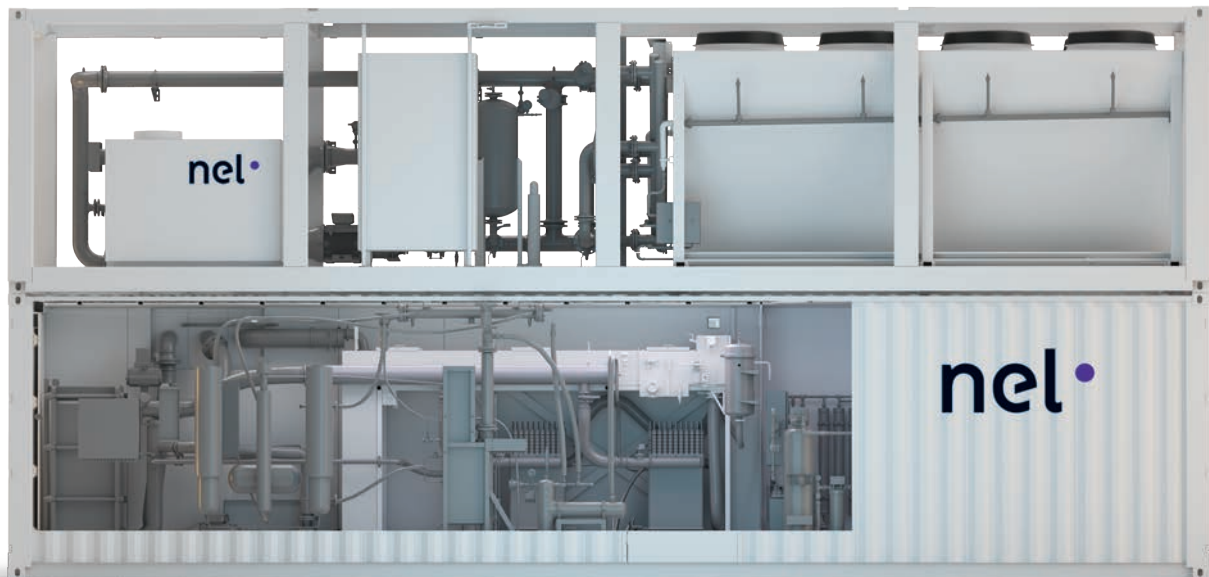
¹ Battery limit for the efficiency: stacks and converters; standard conditions: BoL (Begin of Life), 15°C, 30 bar (g) H₂, transfer pressure, 2000 Nm³/h, based on Higher Heating Value (HHV).

We are the fuel of the global energy transition

As a technological pioneer, we have been playing a decisive role in shaping hydrogen technology for over 20 years. We believe that mobility, production, and consumption are possible without emissions. To achieve this, H-TEC SYSTEMS

builds on cooperation with visionary customers and partners, and the power of our parent company MAN Energy Solutions. Together, we are making hydrogen production green and the CO₂-neutral transformation of all sectors a reality.

MODEL		MC250	MC500
ELECTRICAL SPECIFICATIONS			
Electrical Requirements		Medium voltage: 6.6 to 35 kV, three phase 50 Hz/60 Hz Low voltage, three phase required for balance of plant and ancillary equipment Backup, low voltage, three phase required for emergency heating for freeze protection	
Power Quality (medium voltage)		Total harmonic distortion: < 5%, power factor: > 0.9	
PHYSICAL CHARACTERISTICS			
Dimensions W x D x H	Power Supply Enclosure	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)	6.1 m x 2.5 m x 2.6 m (20 ft x 8 ft x 8.5 ft)
	Electrolyser Enclosure ³	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)	12.2 m x 2.5 m x 3 m (40 ft x 8 ft x 9.9 ft)
Weight	Power Supply Enclosure	14,000 kg (31,000 lbs)	14,000 kg (31,000 lbs)
	Electrolyser Enclosure ⁴	17,300 kg (38,000 lbs)	18,600 kg (41,000 lbs)
ENVIRONMENTAL CONSIDERATIONS – DO NOT FREEZE			
Standard Siting Location		Outdoor, pad mounted Flatness 35/25 per ACI-117-10 Bottom access for AC and DC electrical connections, water and drains	
Storage/Transport Temperature		5 to 60°C (41 to 140°F)	
Ambient Temperature		-20 to 40°C (-4 to 104°F)	
Altitude Range – Sea Level		1,000 m (3,281 ft)	
OPTIONS			
<ul style="list-style-type: none"> • Medium voltage input 4.16 to 6.6 kV • High ambient temperature -20 to 45°C (-4 to 113°F) 		<ul style="list-style-type: none"> • Thermal Control System⁵ • Low ambient temperature -30 to 40°C (-22 to 104°F) 	
<ul style="list-style-type: none"> • High purity hydrogen dryer with dew point meter • High altitude 2,000 m (6,560 ft) 			



Side cutaway view of MC500 Electrolyser Enclosure and optional Thermal Control System – installation may vary.



Specifications are subject to change. Please contact Nel Hydrogen for solutions to best fit your needs.

- ¹ Dependent on configuration and operating conditions.
- ² Potable water quality can affect usage, see SFM1087.
- ³ Plus vent, ground mounted HVAC and rooftop equipment, site specific.
- ⁴ Operational. ⁵ May require additional potable water usage.

www.nelhydrogen.com | +1.203.949.8697 | info@nelhydrogen.com

Made in the USA

© 2024 Nel ASA. All rights reserved. Nel and the Nel logo are trademarks of Nel ASA.

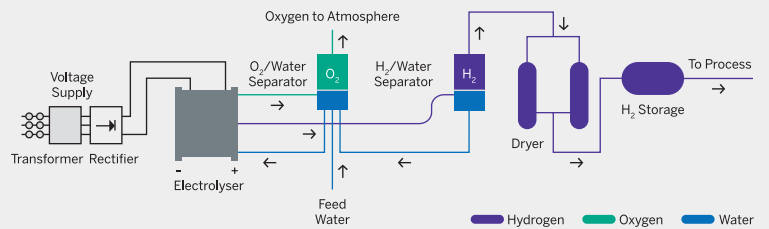


PD-0600-0136 Rev G

The Proton Exchange Membrane (PEM) Hydrogen Plant

Nel Hydrogen PEM water electrolyzers are designed to meet the specific needs of high purity industrial applications. These state-of-the-art units offer turnkey solutions for the growing need for stable, cost-effective, high volume hydrogen supply.

Electrolysis is the process of splitting the water molecule into hydrogen and oxygen using electricity. The inputs to this process are simply feed water and the current supplied to the electrolyser.



TRANSFORMER/RECTIFIER

The transformer and rectifier convert the AC voltage supply into DC current input at the required voltage.

ELECTROLYSER

The electrolyser is based upon proton exchange membrane technology. Hydrogen gas is generated at the cathode at elevated pressures up to 30 barg. Oxygen gas is produced at the anode at pressures close to ambient. The near infinite bubble point of the membrane prevents oxygen from entering the hydrogen stream. The full differential pressure design provides for safe, simple operation.

H₂/WATER SEPARATOR

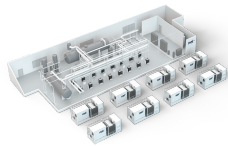
The H₂/Water Separator removes liquid water from the high pressure hydrogen and safely recycles it back to the system water tank.

DRYER

The dryer will dry the gas to reach the suitable dew point. It consists of multiple beds filled with a regenerative desiccant to absorb the water.

H₂ STORAGE

The optional gas storage provides a back-up solution or ensures the hydrogen make-up for batch applications with uneven gas consumption.



M Series

With minimal maintenance and siting requirements, M Series electrolyzers can produce up to 4,920 Nm³/h of hydrogen gas at 99.9995% purity on-demand. Featuring a scalable modular design, these systems offer solutions that are well-suited for a variety of industrial, fueling and renewable energy applications.



MC Series

In situations where plant space is at a premium, customers may want to site their electrolyzers outside. At other times customers may want to configure an electrolyser for a more turnkey operation. To satisfy those needs, we suggest containerization. MC Series units are delivered and sited in free standing containers for maximum flexibility.



C Series

The C Series electrolyzers are ideal for a variety of industrial applications. Producing up to 30 Nm³/h of hydrogen gas at 99.9998% purity, these units replace the need for hydrogen tube trailers or liquid hydrogen storage. They are easy to install in general purpose areas.



H Series

H Series electrolyzers offer turnkey solutions for small-scale applications requiring up to 6 Nm³/h of hydrogen gas at 99.9995% purity. These units make a minimal impact to facility floor space and are easy to maintain.



S Series

Producing high purity hydrogen of 99.9995% at up to 1.05 Nm³/h, S Series electrolyzers replace the need for hydrogen cylinders in a variety of industrial processes. Each unit is low maintenance, compact, quiet, and can be installed virtually anywhere in a facility.

C Simuleringmodellen

Ozon

Offset kWh till ozongenerering [kWh]	kg O2 såld till ozon	Pris offset kWh ozon	Pris offset överföring ozon	Pris elskatt ozon	Värde ozonförsäljning med elskatt och allt
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
28,0	50,0	-5,6	-0,3	12,0	6,1
AQ	AR	AS	AT	AU	AV

Biologisk rening

Offset kWh till biologisk rening	kg O2 såld till biologisk	Pris offset kWh biologisk	Pris offset överföring biologisk	Pris elskatt biologisk	Försäljning biologisk [kr]
49,88	119,72	-9,98	-0,52	21,35	10,85
48,25	115,81	-9,65	-0,51	20,65	10,50
46,97	112,72	-9,39	-0,49	20,10	10,22
46,32	111,18	-9,26	-0,48	19,83	10,08
45,55	109,33	-9,11	-0,48	19,50	9,91
43,89	105,35	-8,78	-0,46	18,79	9,55
43,11	103,48	-8,62	-0,45	18,45	9,38
41,49	99,57	-8,30	-0,43	17,76	9,03

D Beräkning utsläpp

Tabell 19: Beräkningar av totala utsläpp under anläggningens livstid. Egen elanvändning 12gCO₂/kWh.

Beräkningar	Belopp	Summa
Elektrolytorsystem storlek [MW]	5	
Produktion av vätgas [kg/år]	517 153	
Förbrukning vätgaslastbil 19 ton [kg/km]	0,09	
Total körsträcka vätgaslastbil [km]	5 746 149	
Förbrukning diesellastbil [liter/km]	0,332	
Liter diesel för att köra samma sträcka som vätgaslastbil	1 907 721	
Utsläpp diesellastbilar [kgCO ₂ /år]		4 916 007
Värmeproduktion elektrolysör [kW]	1 250	
Total värmeproduktion [kWh/år]	6 895 379	
Sparade utsläpp fjärrvärme [kgCO ₂ /år]		76 539
Sparad elenergi reningsverk [kWh/år]	1 090 676	
Sparade utsläpp reningsverk [kgCO ₂ /år]		98 161
Total sparad CO₂ [kgCO₂/år]		5 090 707
Förbrukad elenergi elektrolysör [kWh]	27 581 515	
Utsläpp från elförbrukning [gCO ₂ /kWh]	12	
Totala utsläpp elektrolytorsystem [kgCO ₂ /år]		330 978
Totala utsläpp CO₂ [kgCO₂/år]		330 978
Netto sparad CO₂ [kgCO₂/år]		4 707 119
Livstid [år]	20	
Totalt sparade utsläpp livstid [kgCO₂]		92 611 612