



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 20038

Examensarbete 15 hp
December 2020

Power to X: En fallstudie med avseende på lönsamheten i Sverige

Alfred Atterby
Madelene Wahlund



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

The profitability of Power to X in Sweden

Alfred Atterby & Madelene Wahlund

Power to X, hereinafter PtX, is a conversion of electricity into some kind of energy carrier, such as gas or liquid. The purpose of the technique is often to store “excess” energy from renewable energy sources, usually wind power, in order to use it later. One aspect of PtX is Power to Gas, hereinafter PtG, which involves the conversion of electricity often by the use of an electrolyser into a gaseous energy carrier, such as hydrogen or methane. The technology is a promising strategy for balancing the electricity supply in countries that strive to have near zero carbon dioxide emissions and have to rely on renewable energy sources. Another part of PtX that has received more attention lately and that may be important in the future, with more fluctuating electricity prices due to a larger share of renewable energy in the energy systems, is the technique Power to gas to power, PtGtP. In PtGtP electrical energy, often with the help of an electrolyser, is converted and stored in a gaseous energy carrier and later on when there is an electricity shortage it is converted back into electrical energy through fuel cells. PtGtP can therefore be seen as a further development of PtG.

The purpose of the study is therefore to investigate the potential for PtX, more specifically PtG and PtGtP in Sweden in terms of profitability. PtG was investigated considering production of hydrogen and methane where the hydrogen was sold as fuel for vehicles and the methane was injected into the gas distribution network in Stockholm. The methane production also results in surplus heat which was injected into the district heating network. To investigate this, a qualitative case study was carried out on two hypothetical facilities. One from the Swedish company Euromekanik, that produces hydrogen and one from the German company Electrochaea that produces methane. Euromekanik's facility was also used for the PtGtP application. The results were mainly based on the electricity prices of 2019. However, electricity prices for 2017, 2018 as well as more volatile electricity prices have been examined. Simulations of the input- and output flows in the facilities have been performed in MATLAB and profitability calculations have been performed using the net present value method and the profitability index. A sensitivity analysis was conducted in which the values of the most important parameters were varied.

The results regarding PtG in this study show that the idea of production should take place when the electricity prices are low can be rejected. The results also show that the conversion of hydrogen into methane decreases the profitability. Running the PtG plant all hours of the year and producing hydrogen is therefore the most profitable design of the plant, even though this set-up still results in a negative net present value of approximately 24 MSEK after 20 years. The result from the investigation of PtGtP shows that due to the low system efficiency, the electricity sold back to the grid needs to have a price of 5000-6000 SEK/MWh for the plant to break-even when purchasing electricity a fourth of the hours of the year with the lowest electricity price. With the pattern and prices on the Swedish electricity market today this technique will not be profitable. However, both PtG and PtGtP will most likely have another value than solely the economic profitability in terms of energy storage and system balancing functions, though that has not been examined in this thesis.

Handledare: Claës af Burén
Ämnesgranskare: Karin Thomas
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS 20038

Sammanfattning

Power to X, härfter PtX, innefattar en omvandling av elektricitet till någon annan energibärare, exempelvis gas eller vätska. Teknikens syfte är ofta att lagra "överskottsel" från förnybara energikällor, vanligtvis vindkraft, för att använda vid ett senare tillfälle. PtX innefattar bland annat Power to Gas, härfter PtG, vilket innebär en omvandling av elektricitet, oftast med hjälp av en elektrolysör, till en gasformig energibärare såsom vätgas eller metan. Tekniken utgör en lovande strategi för att balansera elförsörjningen i länder som strävar mot att ha nära-nollutsläpp av koldioxid och måste förlita sig på förnybara energikällor. En annan del av PtX som har fått alltmer uppmärksamhet på senare tid är tekniken Power to Gas to Power, härfter PtGtP. Tekniken har fått uppmärksamhet bland annat för att andelen förnybar energi i energisystemen ständigt ökar vilket leder mer fluktuerande elpriser. I PtGtP omvandlas och lagras elektrisk energi i en gasformig energibärare för att sedan, vid elektricitetsbrist, omvandlas tillbaka till elektrisk energi genom bränsleceller.

Syftet med studien var därför att undersöka potentialen för PtX, närmare bestämt att undersöka lönsamheten för PtG och PtGtP i Sverige. PtG undersöktes med avseende på produktion av vätgas och metan, där vätgasen såldes som fordonsbränsle och metanet injicerades i Stockholms gasnät. Metanproduktionen resulterade även i överskottsvärme som såldes som fjärrvärme. För att undersöka lönsamheten genomfördes en kvalitativ fallstudie på två hypotetiska anläggningar, en från det svenska företaget Euromekanik som producerar vätgas och en från det tyska företaget Electrochaea som producerar metan. Euromekaniks anläggning användes också för undersökningen av PtGtP. Resultaten för både PtG och PtGtP baseras främst på elpriserna från år 2019, men även elpriser från åren 2017 och 2018 har undersökts. För båda teknikerna har också ett mer volatilt elpris undersökts. Simuleringar av in- och utflöden i anläggningarna utfördes i MATLAB och lönsamhetsberäkningarna gjordes sedan med nettonuvärdesmetoden. Utöver detta användes kapitalvärdeskvoten som ytterligare ett mått för att kunna jämföra de olika fallens lönsamheter. En känslighetsanalys genomfördes för både PtG och PtGtP där värdena för de viktigaste parametrarna varierades.

Resultaten från simuleringarna och lönsamhetsberäkningarna vad gäller PtG visar att det går att avfärda tanken om att produktionen av vätgas ska ske när elpriserna är låga. Resultaten visar även att omvandling av vätgas till metan minskar lönsamheten. Att köra PtG-anläggningen hela året och enbart producera vätgas är därför anläggningens mest lönsamma strategi även om detta resulterade i ett negativt nuvärdesberäknat resultat på ungefär 24 MSEK efter 20 år. Resultatet från undersökningen av PtGtP visar att elen behöver säljas tillbaka till ungefär 5000-6000 SEK/MWh för att gå break-even. Med dagens elpriser i Sverige gör anläggningen därför stora förluster varje år. Det höga elpriset som krävs beror på anläggningens mycket låga totalverkningsgrad samt höga investerings- och underhållskostnader. Höga investerings- och underhållskostnader är också bland de största anledningarna till varför PtG-anläggningen inte påvisar lönsamhet. Även med mer volatila elpriser där 2019 års lägsta elpriser modifierades till

ännu lägre och de högsta elpriserna högre uppvisar anläggningarna ingen lönsamhet. Trots att studien visar att teknikerna PtG och PtGtP kräver stöd för att vara lönsamma kan dessa ha ett annat värde än den ekonomiska lönsamheten, i synnerhet gällande energilagring och systembalanseringstjänster även om detta inte har undersökts i föreliggande studie.

Innehållsförteckning

1.	Inledning.....	1
1.1	Syfte	2
1.2	Frågeställningar.....	2
1.3	Avgränsningar	2
1.4	Rapportstruktur.....	3
2.	Bakgrund.....	3
2.1	Power to gas	4
2.2	Power to Gas to Power.....	5
2.3	Elektrolys.....	5
2.3.1	Prisutveckling och marknad	6
2.4	Metanisering.....	7
2.4.1	Kemisk metanisering	7
2.4.2	Biologisk metanisering.....	8
2.5	Bränslecell.....	8
2.5.1	Prisutveckling och marknad	9
2.6	Energigaser i EU	10
2.7	Vätgas	10
2.7.1	Komprimering och lagring av vätgas.....	10
2.7.2	Användningsområden	11
2.7.3	Vätgasinfrastruktur.....	12
2.7.4	Finansiellt stöd.....	12
2.8	Metan	13
2.8.1	Användningsområden	13
2.9	Fjärrvärme	14
2.10	Gasnätet	14
2.11	Elnätet.....	15
2.11.1	Elkostnad.....	16
2.12	Elprisets utveckling	17
2.13	Skatt.....	19
2.13.1	Energiskatt	19
2.13.2	Moms	19
2.14	Anläggningarna.....	19
2.15	Aktuella PtG-projekt	22
3.	Metod.....	22
3.1	Kvalitativ metod	22
3.2	Fallstudie	22
3.2.1	Design av studien	23
3.2.2	Känslighetsanalys.....	24
3.3	Insamling och bearbetning av data.....	25

3.4	Intervjuer	25
3.4.1	Val av respondenter	25
3.5	Modell	26
3.6	Ekonomiska beräkningar	27
3.6.1	Nettonuvärdesmetoden	27
3.6.2	Kapitalvärdeskvoten	28
3.7	Elpris	28
3.8	Distribution av vätgas	29
3.9	Enhetsomvandlingar	29
4.	Data	30
4.1	Anläggningarnas specifikationer	30
4.2	Investeringskostnader	31
4.2.1	Anslutningskostnad för gasnät samt fjärrvärmenät	32
4.3	Koldioxidpris	33
4.4	Distribution av vätgas	33
4.5	Intäkter vätgas, metan och värme	33
5.	Resultat	34
5.1	PtG	34
5.1.1	Elpris $\leq$ 350 SEK/MWh	34
5.1.2	Alla årets timmar	36
5.1.3	Elprisinverkan	37
5.2	Känslighetsanalys PtG	39
5.2.1	Koldioxidkostnad	39
5.2.2	Metanpris	40
5.2.3	Vätgaspris	41
5.2.4	Nätavgift	42
5.2.5	Investeringsstöd	43
5.2.6	Kombination av fördelaktiga scenarion	45
5.3	Jämförelse PtG	46
5.4	PtGtP	47
5.4.1	Känslighetsanalys PtGtP	50
6.	Diskussion	51
6.1	PtG	51
6.2	PtGtP	52
7.	Slutsatser	53
8.	Fortsatta studier	55
	Referenser	56
	Appendix A	64

Figurförteckning

Figur 1: Översiktsbild av de studerade PtG-och PtGtP- systemen.....	5
Figur 2: Gasnätet i Stockholm, tillstånd från Gasnätet Stockholm för användning av bild (Gasnätet Stockholm, 2020b).....	15
Figur 3: Månatligt spotpris för el i Sverige åren 2000-2020.....	17
Figur 4: Visar det genomsnittliga elpriset för elområde SE3 uppdelat på dygnets timmar för åren 2017-2019.	18
Figur 5: Översiktsbild av de timvisa flödena för Euromekaniks anläggning (egengjord bild baserad på information från Rydebrink, 2020).	20
Figur 6: Översiktsbild av de timvisa flödena för Electrochaeas anläggning BioCat (Egengjord bild baserad på information från Elektrochaea, 2020 & Wuertenberger, 2020).	21
Figur 7: Översiktsbild av de timvisa flödena för PtGtP-anläggningen.	21
Figur 8: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningarna körs vid elpriser lika med eller under 350 SEK/MWh för 2019 års elpriser.....	35
Figur 9: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen som endast producerar vätgas körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK/MWh för 2019 års elpriser samt olika försäljningsandel till fordonsgas kontra tub.	36
Figur 10: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningarna körs för alla årets timmar för 2019 års elpriser för vätgas samt metan.	37
Figur 11: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK för vätgasanläggningen, elprisdata för åren 2017-2019.....	38
Figur 12: Andel av årets timmar som elpriset är under eller lika med ett givet elpris, åren 2017-2019.....	38
Figur 13: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK och för all årets timmar för 2019 års elpris med och utan modifikation.	39
Figur 14: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar, med och utan koldioxidkostnad för 2019 års elpriser.	40
Figur 15: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar år 2019 med olika försäljningspriser på metanen.	41
Figur 16: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpris med olika priser på vätgasen.	42
Figur 17: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan nätavgift.	43
Figur 18: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan investeringsstöd på 50 respektive 100% av investeringskostnaden.	44
Figur 19: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan investeringsstöd på 50 respektive 100% av investeringskostnaden.	44
Figur 20: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion med ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med 100% investeringsstöd, vätgaspris på 110 SEK/kg samt utan nätavgift.....	45

Figur 21: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion med ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med 100% investeringsstöd, utan koldioxidkostnad och nätavgift samt ett metangaspris på 1 SEK/kWh... 46

Tabellförteckning

Tabell 1: Uppskattade investeringskostnader för olika typer av elektrolysörer.....	7
Tabell 2: Energiåtgång för olika typer av vätgaslagringar.....	11
Tabell 3: Ellevios nätavgift i Stockholms län.....	16
Tabell 4: Omvandling mellan Nm ³ , kg och kWh.....	30
Tabell 5: Specifikationer för anläggningarna.....	30
Tabell 6: Investeringskostnader för anläggningarna	31
Tabell 7: Producerad mängd gas när anläggningarna körs vid ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh år 2019.....	34
Tabell 8: Producerad mängd gas när anläggningarna körs alla årets timmar år 2019.....	36
Tabell 9: Nettointäkt för metan och vätgas.....	37
Tabell 10: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för de undersökta fall där lönsamhet uppnås.....	47
Tabell 11: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2019 års timmar med lägst elpriser.....	48
Tabell 12: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2017 och 2018 års timmar med lägst elpriser.....	48
Tabell 13: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2019 års timmar med lägst elpriser i Danmark.....	49
Tabell 14: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av det modifierade elprisets lägsta elpriser.....	50
Tabell 15: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för PtGtP känslighetsanalyserat.....	50

1. Inledning

Världens energibransch står inför många miljömässiga utmaningar, bland annat i form av utsläpp, minskande reserver av fossila bränslen samt hantering av kärnavfall. Dessa utmaningar i kombination med ett ökande energibehov kräver därför hållbara lösningar på världens energiutmaningar (Boudellal, 2018). Allt fler länder världen över väljer i större utsträckning jämfört med tidigare att påbörja omställningen mot ett mer hållbart energisystem, bland annat genom att öka andelen förnybar energi i energisystemen (Energimyndigheten, 2020). Förnybara energikällor som sol- och vindkraft är beroende av specifika väderförhållanden vilket resulterar i en varierande elproduktion. Beroende på hur stor del av ett lands elproduktion som kommer från förnybara energikällor kan elpriset komma att variera mer. Redan idag finns ett gap mellan produktion och konsumtion av elektricitet och detta kommer att öka i framtiden med ett energisystem baserat i allt större grad på förnybara energikällor (Boudellal, 2018).

I energisystem där man strävar efter att ha nära nollutsläpp av koldioxid och väljer att förlita sig på förnybara energikällor utgör tekniken "Power to Gas" en lovande teknik då gas är en avgörande faktor i strävan mot en renare framtid och ett koldioxidneutralt samhälle (Robinius et al., 2017; Gasum, 2020). Power to Gas, härfter PtG, innebär en omvandling av elektricitet och vatten till en gasformig energibärare där man i ett första steg genom elektrolys klyver vattenatomerna med hjälp av elektricitet och därigenom bildar vätgas och syrgas. PtG är en del av det större "Power to X", härfter PtX, som innebär en omvandling av elektricitet till någon slags energibärare, exempelvis gas eller vätska. Syftet med omvandlingen är ofta att lagra överskott av elektricitet från förnybara energikällor, vanligtvis vindkraft, för att använda vid ett senare tillfälle. Något som får allt mer uppmärksamhet och som kan ha betydelse i framtiden med mer fluktuerande elpriser är det så kallade "Power to Gas to Power", härfter PtGtP, där elektricitet omvandlas och lagras i en gasformig energibärare för att sedan vid ett bättre tillfälle omvandlas tillbaka till elektricitet genom bränsleceller (Wang et al., 2020).

Lagring av energi är ett av de områden som kräver stora investeringar för att Sverige ska kunna uppfylla de ambitiösa klimatmålen som är uppsatta för de närmaste decennierna, exempelvis 100% förnybar elproduktion till år 2040 (IVA, 2019; Regeringen, u.å.). Ett klimatinitiativ på uppdrag av regeringen är Fossilfritt Sverige med ambitionen att Sverige ska bli ett av världens första fossilfria välfärdsländer (Miljö- och energidepartementet, 2015). Ett steg mot att bli fossilfria är genom det nu pågående projektet Hybrit där vätgas ska ersätta koks som reducerare i stålprocessen. Detta kan leda till att Sverige blir först i världen med att producera fossilfritt stål (Hybrit, 2020). Inom Fossilfritt Sverige finns en färdplan för gasbranschen med de övergripande visionerna att samtliga energigas som används i Sverige är helt fossilfria senast 2045 samt att potentialen för produktion av förnybar gas realiseras. Det skulle innebära att dagens totala energigasanvändning i Sverige på 20 TWh per år skulle vara förnybart

producerad till skillnad från idag då endast 4 TWh av energigas användningen var förnybart producerad (Energigas Sverige & Fossilfritt Sverige, 2020).

År 2020 upplevde Sverige negativa elpriser för första gången till följd av stark vind, milt väder och fyllda vattenmagasin i vattenkraften. Vidare upplevde även våra grannländer blåstigt väder och svårigheter att få avsättning för elen. Utbudet var således större än efterfrågan, vilket som lägst ledde till ett elpris på -0,2 SEK/kWh (Svensk vindenergi, 2020). Med låga elpriser under vissa perioder i en volatil elmarknad skulle det kunna tänkas att ett incitament för teknikerna PtG och PtGtP skapas för att kunna köpa in el vid låga elpriser och därefter sälja i form av andra energibärare eller vid högre elpriser. Med teknikens stora tekniska potential blir därför en lönsamhetsanalys av potentiella PtX-anläggningar av intresse.

1.1 Syfte

Syftet med detta arbete är att undersöka lönsamheten för PtX i Sverige. Lönsamheten, som i föreliggande uppsats definieras som att nettonuvärdet för investeringen är större än noll, kommer att undersökas både för PtG i form av vätgas och metan samt för PtGtP med vätgas. Lönsamheten för olika drift av PtG- respektive PtGtP-anläggningarna kommer också att jämföras sinsemellan genom framtagande av kapitalvärdeskvoten. Syftet är även att undersöka detta med avseende på en möjlig framtida svensk elmarknad.

1.2 Frågeställningar

Följande frågeställningar har formulerats och undersökts för att uppfylla rapportens mål och syfte:

- Vad blir det ackumulerade nuvärdesberäknade resultatet för PtG- och PtGtP-anläggningar i Sverige med avseende på deras livslängd? Går det att uppnå lönsamhet? Hur påverkas lönsamheten för anläggningarna av mer volatila elpriser?
- Vilka av de undersökta fallen för PtG-anläggningen uppvisar bäst lönsamhet i termer av absoluta samt relativa mått?
- Hur ska PtG-anläggningen användas för optimal lönsamhet med avseende på gasproduktion samt drifttimmar?
- Vid vilket genomsnittligt elpris och vätgaspris för anläggningen som producerar vätgas är den lönsam?

1.3 Avgränsningar

Potentialen för PtX i Sverige kommer att studeras genom simuleringar av hypotetiska PtG- och PtGtP-anläggningar som kommer att ha olika strategier gällande bland annat inköp av el samt vad energin omvandlas till. Undersökningen kommer att genomföras genom en fallstudie på avgränsade hypotetiska anläggningar vilket innebär att en större

systemmässig implementering av tekniken inte kommer att studeras, exempelvis kommer inte övriga konsekvenser på elnätet att beaktas. Vidare ämnar detta arbete enbart att undersöka potentialen för PtX i Sverige och därmed kommer inte potentialen för tekniken i andra länder att tas i beaktning. Anläggningen som producerar vätgas kommer även att användas när PtGtP undersöks. Båda anläggningarna kommer att placeras i elområde SE3 och på grund av detta kommer endast elpriserna från detta elområde att tas i beaktning. Från båda elområdena kommer det enbart att inhämtas historiska data för de tre senaste åren, 2017-2019. Kostnad för mark eller markhyra, samt kostnader relaterade till byggandet av anläggningen som exempelvis projekteringskostnader eller markarbeten har inte tagits i beaktning. I beräkningarna har ingen mängdrabatt tagits hänsyn till vid inköp eller försäljning av produkterna. I nettonuvärdesberäkningarna som baseras på anläggningarnas årliga kassaflöden kommer inga eventuella skatter på resultatet eller moms att tas hänsyn till.

1.4 Rapportstruktur

Rapporten består av sju avsnitt. Rapportens inledning som utgör det första avsnittet syftar till att introducera läsarna till de möjligheter och utmaningar som finns med PtX, samt vad rapportens syfte, frågeställningar och avgränsningar är. Avsnitt två presenterar en beskrivande bakgrund till problemet där läsarens förståelse för teknikerna fördjupas. Bakgrunden inleds med en genomgång av teknikerna för PtG och PtGtP samt mer i detalj hur processerna fungerar. I kapitlet presenteras också information om gasbranschen idag och fakta om elnätet och elpriser. Bakgrunden avslutas med information om de valda anläggningarna och aktuella PtG-projekt i Sverige. I metodstycket som följer bakgrunden beskrivs den valda metoden och hur informationen inhämtades som sedan följs av en presentation av beräkningsmodellen och de ekonomiska beräkningarna som har använts vid lönsamhetskalkyleringen. Under stycket data är samtliga data som har använts i rapporten presenterad - alltifrån anläggningarnas specifikationer till försäljningspriser på de olika produkterna. Efter detta stycke presenteras resultatet av beräkningarna vilket följs av en diskussion av dessa. Rapporten avslutas med slutsatser som besvarar frågeställningarna.

2. Bakgrund

Den ökande förnybara elproduktionen leder till operativa utmaningar i kraftsektorn för att upprätthålla balansen i elnätet. För att kunna garantera en effektiv och pålitlig eltillgång krävs därför möjlighet till reglering av elektricitet, exempelvis genom lagring. Det finns många olika alternativ för energilagring, bland annat pumpkraftverk, lagring genom kompression av luft, svänghjul och batterier. I Europa står pumpkraftverk för 99% av den tillgängliga lagringen. Både pumpkraft och kompression av luft har geografiska utmaningar. Pumpkraft kräver ofta hundratals meter i höjdskillnad för att kunna lagra stora mängder energi. Vidare behövs stora ytor för att kunna ha vattenreservoarer. Kompression av luft kräver istället stora volymer under marken,

exempelvis saltgrottor för att lagra den komprimerade luften (Ferrero et al., 2016). En potentiell lagringsteknik som det under de senaste åren har bedrivits allt mer forskning kring är PtG som omvandlar överskottsel till vätgas (Vandewalle et al., 2015). Till skillnad från pumpkraft och kompression av luft har den kemiska lagringen i vätgas inga geografiska begränsningar. Vätgasen har även flera olika användningsområden, exempelvis i elbilar med bränsleceller, inom industrin eller i pipelines för naturgas i begränsad koncentration. Vätgasen kan också i form av PtGtP konverteras tillbaka till el via bränsleceller eller genom kraftverk för vätgas och utgör därför en långsiktig lagringsmetod (Boudellal, 2018). Än så länge har det dock varit svårt att hitta lönsamma affärsmodeller och nischade marknader för lagringstekniken (Breyer et al., 2015).

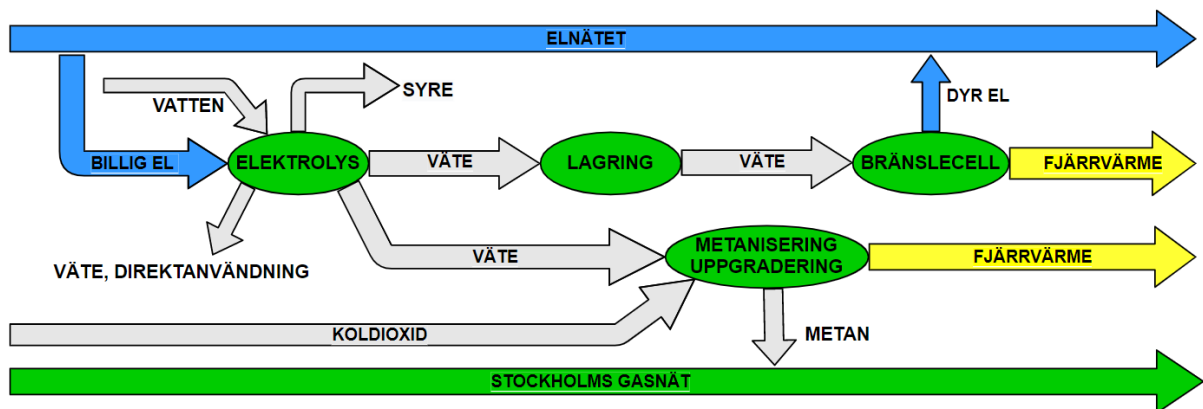
I Sverige användes år 2019 122 TWh fossila bränslen i energiförsörjningen till främst vägtransporter, sjöfart och industri (Energimyndigheten, 2019a). För att kunna uppfylla de klimatmål som är uppsatta behöver dessa fasas ut, något som de så kallade energigaserna kan hjälpa till med (Energigas Sverige & Fossilfritt Sverige, 2020). Energigaser är ett samlingsnamn för de gaser som används för energiutvinning, där naturgas, fordonsgas, stadsgas, gasol, biogas och vätgas är de viktigaste (ÅF Energi & Miljöfakta, 2010). I Sverige användes år 2019 20 TWh energigaser, främst naturgas, biogas och gasol, varav endast 4 TWh var förnybart. Av dessa var ungefär hälften inhemskt producerade. I ett mål till 2030 har gasbranschen satt att alla energigaser i el- och transportsektorn ska vara fossilfria (Energigas Sverige & Fossilfritt Sverige, 2020).

2.1 Power to Gas

PtG är en lagringsteknik som kan användas för att ta tillvara på överskott från förnybara energikällor, oftast vindkraft, och lagra det som gas. Tekniken adresserar problemet med variabel elproduktion som annars varken kan styras, regleras eller lagras (Boudellal, 2018). Genom elektrolys kan el användas för att producera vätgas genom spjälkning av vatten till syrgas och vätgas. Energibäraren el omvandlas således till kemisk bunden energi i form av gas (Byman, 2015). Enligt Boudellal (2018) är kraven för att tekniken ska vara gynnsam att det finns en betydande förnybar elproduktion, att produktionen av el är högre än konsumtionen, samt att man kan hitta användningsområden för vätgasen. Professor Lennart Söder vid Kungliga tekniska högskolan, menar också att ”en utmaning är att elpriset idag måste ligga högre än bränslepriset för att man ska kunna finansiera kraftverk. Om man istället gör bränsle av el måste bränslepriset ligga över elpriset för att man ska kunna finansiera PtX, det vill säga att göra bränslen av el” (Söder, 2020). Två företag som är aktiva inom denna bransch är det svenska företaget Euromekanik samt det tyska företaget Elektrochaea. Euromekanik erbjuder elektrolysörer medan Elektrochaea erbjuder en anläggning som förutom en elektrolysör också innefattar en metaniseringsdel där den producerade vätgasen metaniseras genom tillsättande av koldioxid.

2.2 Power to Gas to Power

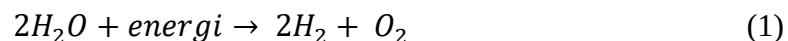
PtGtP är en teknik vars syfte är att lagra el när det finns överskott i nätet huvudsakligen från förnybara energikällor och sedan omvandla tillbaka till el när det är underskott vilket därmed balanserar nätet. Lagringen av energin sker vanligtvis i form av vätgas. Varför denna teknik ännu inte har börjat användas är på grund av de stora investeringskostnaderna för en anläggning, en hög kostnad för vätgasproduktionen jämfört med andra tekniker samt problem med driften av högeffektanläggningar (Kotowicz et al., 2018). De vanligaste sätten att omvandla vätgas tillbaka till el är genom bränsleceller samt genom förbränning av vätgasen i gasturbiner (Byttner, 2020). I Figur 1 ses en översiktsbild av de studerade PtG- och PtGtP-systemen.



Figur 1: Översiktsbild av de studerade PtG- och PtGtP-systemen.

2.3 Elektrolys

Elektrolys är en elektrokemisk process som använder elektricitet för att driva en icke-spontan reaktion (IEA, 2019; Varone & Ferrari, 2015). Reaktionen delar vatten till vätgas och syrgas enligt ekvation 1 (Boudellal, 2018).



Det finns tre olika typer av elektrolys; alkalisk elektrolys, PEM-elektrolys (Proton Exchange Membrane) och SOEC-elektrolys (Solide Oxide Electrolysis). Alkalisk elektrolys och PEM-elektrolys är tekniker som används i dagsläget, medan SOEC-elektrolys ännu inte är kommersiell. Den alkaliska elektrolysen, som är den äldsta och vanligaste tekniken för elektrolys, använder en elektrolyt av polymerer på 60-80 °C (Nielsen & Skov, 2019; Chi & Yu, 2018). Den alkaliska elektrolysen innebär att två elektroder sänks ned i elektrolytvätskan som består av vatten och oftast kaliumhydroxid (KOH) eller natriumhydroxid (NaOH). Mellan elektroderna, där en utgör anod och en katod, finns ett membran av ett material med låg ledningsförmåga och permeabilitet för att hålla isär gaserna, exempelvis asbest. Vatten spjälkas sedan av ström som går genom vätskan vilket resulterar i vätgas och hydroxidjoner på katodsidan medan det på anodsidan ansamlas syrgas och vatten (Chi & Yu, 2018).

I PEM-elektrolysen har asbesten bytts ut mot ett protonmembran där det finns ledande protoner. Det här är en av fördelarna med PEM-elektrolys jämfört med den alkaliska eftersom den inte innehåller någon korrosiv elektrolyt vilket också innebär att risken för läckage minskar. PEM-elektrolysen har även lägre underhållskostnader än den alkaliska elektrolysen. Den producerade vätgasen innehåller inte heller någon alkalisk gas. Processen är snabb, har hög effektivitet och kompakt design vilket gör den till en lovande produktionsteknik för vätgas. Dock krävs elektrokatalysatorer av ädelmetaller vilket gör tekniken dyrare än alkalisk elektrolys (Chi & Yu, 2018). Elektrolyterna har också en lägre temperatur än alkalisk elektrolys, omkring 40-80 °C (Ferrero et al., 2016).

Den sista tekniken för elektrolys, SOEC-elektrolysen, har en keramisk elektrolyt och kräver högre temperatur, upp till 800 °C. Elektrolyten har ofta yttrium (Y) och zirkonium (Zr) som bas. Vid denna typ av elektrolys är det syrejonen som transporteras genom elektrolyten från katod till anod. För att erhålla ren väte- och syrgas behöver vattenånga avskiljas vilket kan göras genom kondensering eller väteledande membran. Till följd av att SOEC-elektrolysen kan genomföras vid högre temperaturer jämfört med de andra två elektrolysteknikerna så kan energin som måste tillföras i form av elektricitet minska. Detta bidrar till lägre kostnader för elektriciteten men kräver tillgång till högvärdig värme, exempelvis spillvärme (Avfall Sverige, 2013). Tekniken har hög verkningsgrad, om värmeanvändningen räknas in kan en verkningsgrad på över 90% åstadkommas (Chi & Yu, 2018).

2.3.1 Prisutveckling och marknad

I en studie där tio stycken experter på elektrolysörer intervjuades framkom att en majoritet av experterna trodde att det skulle ske ett skifte från alkalisk elektrolys till PEM-elektrolys mellan åren 2020-2030 som den mest använda elektrolystekniken för förnybara generatorer. Även om experterna trodde att skillnaden i kapitalkostnad redan skulle minska avsevärt mellan år 2017 då studien gjordes fram till år 2020, så var det först vid år 2030 som experterna förutspådde att denna teknik kommer att innebära en kommersiell fördel. Detta på grund av minskade investeringskostnader för PEM-elektrolys tillsammans med den högre operationella flexibiliteten som tekniken innebär. (Schmidt et al., 2017).

Utan ökad FoU-finansiering eller produktionsskalning förutspådde experterna investeringskostnaderna presenterade i Tabell 1 för olika typer av elektrolysörer åren 2020 och 2030. Dock framkom i studien att experterna uppskattade att ökning av FoU-finansiering på elektrolysörer kan sänka investeringskostnaderna på dessa ytterligare upp till 24%. Produktionsskalning som också sågs som troligt förväntades minska investeringskostnaderna med 17-30%.

Tabell 1: Uppskattade investeringskostnader för olika typer av elektrolysörer.

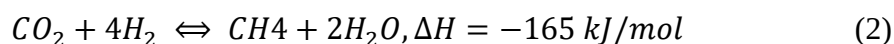
	Alkalisk elektrolysör	PEM-elektrolysör	SOEC-elektrolysör
2020 (€/kW)	800-1300	1000-1950	3000-5000
2030 (€/kW)	750	850-1650	1050-4250

Vidare resultat som framkom i studien var att elektrolysörernas livslängd förväntades konvergera mot 60 000-90 000 timmar (Schmidt et al., 2017).

I en annan rapport av German Energy Agency står det att de nuvarande investeringskostnader för alkaliska elektrolysörer ligger i spannet 800-1500 €/kW. Det finns även uppskattningar på investeringskostnader i framtiden där alkaliska elektrolysörer ligger i ett spann på 250-400 €/kW (German Energy Agency, 2019).

2.4 Metanisering

Metanisering är omvandlingen av koldioxid (CO_x) och kolmonoxid till metan genom hydrering. Processen att konvertera koldioxid till metan benämns som *Sabatierreaktionen* och visas i ekvation (2) (Luo, 2017).



Reaktionen är exotermisk och äger rum i närvaro av en katalysator genom vilka gaserna passerar. Den bästa omvandlingsgraden för metanisering är uppemot 80%. För att kunna förbättra effektiviteten måste den utsläppta värmen i processen återvinnas (Boudellal, 2018). I framtiden är det möjligt att mer effektiva system byggs som höjer effektiviteten på metaniseringsprocessen. I takt med den snabba utvecklingen av förnybara energikällor menar Luo (2017) att PtG kommer att få allt större uppmärksamhet som en potentiell energilagringsslösning, vilket även innebär ett ökat intresse för, och betydelse av, metanisering. Fram till år 2050 förväntas investeringskostnader för metaniseringsteknologier att minska kraftigt samtidigt som det finns stor potential för mer effektiva metaniseringsmetoder (Thema et al., 2019).

2.4.1 Kemisk metanisering

Kemisk metanisering, även kallat katalytisk metanisering, är en process där koldioxid och vätgas reagerar med varandra och skapar syntetisk metan. Processen kallas som tidigare nämnt för Sabatierreaktionen och används i dagsläget mestadels för att ta bort koldioxid vid ammoniakproduktion för att koldioxiden inte ska störa tillverkningen nedströms i processen (Mohseni et al., 2017). En katalysator är ett ämne som utan att själv förbrukas, påskyndar en kemisk reaktion. Vid metanisering är det vanligen det metalliska grundämnet nickel som används som katalysator. Temperaturmässigt fortgår

kemisk metanisering i ett spann mellan 300-800° C, och tryckmässigt upp till 20 bar (Byman, 2015). Verkningsgraden ligger mellan 77 och 83% om man jämför energiinnehållet i den ingående kontra utgående gasen, resterande energi avges som högvärdig värme (German Energy Agency, 2019).

2.4.2 Biologisk metanisering

Biologisk metanisering innebär att mikroorganismer utnyttjas som katalysator för bildande av metan. Metan produceras som biprodukt av metanogener¹ under nedbrytningsprocessen och det finns ett flertal som utvinner energi under omvandlingen av vätgas och koldioxid till metan. Vätgas och koldioxid pumpas in i en reaktor fylld med en vätskelösning på ca 60-70° C där mikroorganismerna befinner sig. Metanbildningen påbörjas i princip direkt när vätgasen och koldioxiden pumpas in, vilket medför stor flexibilitet för PtG-processen vid biologisk metanisering. Detta leder bland annat till att det inte finns lika stort behov av vätgaslager och vätgaskompressor innan reaktorn (Mohseni et al., 2017). Verkningsgraden för biologisk metanisering är ungefär 77-80% (German Energy Agency, 2019).

Enligt rapporten av German Energy Agency är dagens investeringskostnader för biologiska metaniseringsanläggningar 400-1980 €/kW. Framtida investeringskostnader förväntas vara 200-400 €/kW (German Energy Agency, 2019).

2.5 Bränslecell

En bränslecell är en energiomvandlare som används för att omvandla kemisk energi i två reaktanter, ett bränsle och en oxidant, till elektricitet. Bränslet som används i en bränslecell är oftast vätgas, medan den vanligaste oxidanten som används är syrgas i form av omgivande luft. Bränslecellen består av fyra stycken komponenter; en elektriskt negativ elektrod till vilken ett bränsle levereras; en elektriskt positiv elektrod till vilken en oxidant tillförs; en elektrolyt som separerar de två elektroderna samt en extern elektrisk krets som ansluter de två elektroderna. Bränslecellen fortsätter att producera elektricitet så länge som bränslet och oxidanten tillförs till bränslecellen och bränslecellens komponenter fungerar. (Behling, 2013). Bränsleceller har låga utsläpp av miljö- och hälsofarliga ämnen, om vätgas används som bränsle består emissionerna i princip endast av vattenånga vilket gör bränsleceller lämpliga i en urban miljö med luftkvalitetskrav. Idag finns det bränsleceller i alla storlekar från en kW till många MW (Energiforsk, 2019).

Det finns ett antal aktörer som producerar och säljer olika slags bränsleceller, en av dessa aktörer är det svenska företaget Powercell. Powercell erbjuder utsläppsfria kraftsystem som baseras på bränslecells- och reformeringsteknik. De utvecklar och

¹ Metanogener är mikroorganismer som producerar metan som en biprodukt av deras metabolism i syrefattiga eller syrefria miljöer (Gasföreningen, u.å.).

producerar bränslecellsstackar med hög effekttäthet för stationära och mobila applikationer. Powercells produkter drivs av rent eller reformerat väte och genererar el och värme utan några andra utsläpp än vatten (Powercell, 2020). Bränslecellerna har en verkningsgrad på ca 50%. Om den ca 80-gradiga restvärmen som bildas också tas tillvara på till exempel genom att värma fastigheter, ökar denna verkningsgrad till nära 100%. Deras största bränslecell har en effekt på 100 kW och en inmatningsgrad på 75 Nm³ vätgas per timme som är trycksatt till ca 3-8 bar. Investeringskostnaden för en sådan bränslecell uppgår till ungefär 2 MSEK vid köp av ett litet antal och har en livslängd på uppskattningsvis 20 000 timmar när de används i bilar men förmodligen ännu längre när bränslecellen används i andra sammanhang, till exempel i en PtGtP-anläggning (Thorsson, 2020).

2.5.1 Prisutveckling och marknad

Bränsleceller används idag mestadels i personbilar men användning i arbetsfordon såsom truckar blir allt vanligare. Bränsleceller med vätgas som bränsle har också börjat testas i pilotskala för tunga lastbilar. Inom stationära tillämpningar används bränsleceller för att producera el till nätet eller till icke-nätanslutna anläggningar. Denna marknad är både stabil och växande men idag sker finansiering främst genom EU-bidrag och liknande stöd. Bränsleceller kan också användas som reservkraft till olika sorters anläggningar, vanligast telekom eller datacenter. Globalt sett används flest bränsleceller i Japan och Korea i små kraftvärmeanläggningar avsedda för bostäder (Energiforsk, 2019).

Än så länge finns ingen kommersiell marknad för bränsleceller utanför Asien. Den största tillväxten för bränsleceller sker i Nordamerika och Asien där några av de komponent- och systemleverantörerna som investerat kraftigt i bränslecellstekniken är Erling Klinger, Bosch, AISIN och Michelin. Marknadsutvecklingen i Europa går långsammare än i Nordamerika och Asien. Detta kan delvis förklaras av att det finansiella stödet som marknaderna oftast är beroende av sker i form av investeringsbidrag i USA vilket leder till att marknadsvolymerna ökar medan det finansiella stödet i Europa är riktat till FoU- samt demonstrationsprojekt. De ledande länderna inom bränslecellsutveckling är USA, Kanada, Japan och Tyskland (Energiforsk, 2019).

En nackdel med bränsleceller är deras höga investeringskostnad. Kostnaden blir dock allt mindre och är nu till stor del också en volymfråga (Energiforsk, 2019). I en studie av Zachman med flera (2012) har de sammanställt en möjlig prisutveckling för bränslecellssystem från tre källor. I studien förutspår två av tre källor en halvering eller mer av inköpspriset mellan åren 2020 och 2030. Viktigt är dock att tänka på att sammanställningen av Zachman med flera är från år 2012 av då redan utförda studier vilket innebär att prediktionerna kan vara utdaterade.

2.6 Energigaser i EU

Inom EU finns en överenskommelse att tillsammans skapa en inre marknad för el och gas. Syftet med denna marknad är att det ska öka försörjningstryggheten, bidra till en hållbar energiförsörjning och stärka konkurrensen på energi- och gasmarknaderna till nytta för EU:s energikunder (Energimarknadsinspektionen, 2020a).

Under sommaren 2020 lade EU fram en ny vätgasstrategi där de tillkännagav satsningar på 430 miljarder euro fram till år 2030, med syfte att göra vätgas till en del av den framtida energimixen. EU har som mål att uppnå klimatneutralitet till år 2050 och för att ha möjlighet att uppnå detta krävs det att Europas energisystem, som står för 75% av EU:s klimatpåverkande utsläpp, måste ställas om. Det är detta som vätgasen ska hjälpa till med (Vätgas Sverige, 2020a). Övergången till en vätgasekonomi inom EU är planerad att ske i tre faser:

- 2020-2024: EU kommer att stödja installationen av elektrolysörer med kapacitet på minst 6 GW och produktion på upp till en miljon ton grön vätgas.
- 2025-2030: Vätgas ska vara en integrerad del av energisystemet med elektrolysörer på minst 40 GW och produktion av upp till tio miljoner ton grön vätgas inom EU.
- 2030-2050: Teknologin ska vara helt mogen för grön vätgas och appliceras i stor skala på sektorer som är svåra att göra fria från koldioxidutsläpp (Vätgas Sverige, 2020a).

2.7 Vätgas

Väte är det enklaste grundämnet i det periodiska systemet och består av en proton och en elektron. Jämfört med andra grundämnen är väte också det grundämne med högst energitäthet per massenhet. På grund av dess låga densitet upptar väte stora volymer (Boudellal, 2018). Nedan beskrivs hur vätgas komprimeras och lagras, dess användningsområden, hur vätgasinfrastrukturen ser ut idag och slutligen en genomgång av finansiellt stöd för vätgasteknik.

2.7.1 Komprimering och lagring av vätgas

Vätgas kan i huvudsak lagras på tre olika sätt; fysisk lagring, adsorptionslagring och kemisk lagring. Den fysiska lagringen innebär att vätgasen kyls ner till $-252,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ och förvaras som flytande väte eller att vätgasen komprimeras och förvaras under högt tryck i gasform. Den komprimerade gasen kan förvaras i tankar eller saltgrottor. Vid nedkylning till flytande väte, som är en väldigt energikrävande process, minskar volymen till 0,1% av dess ursprungliga volym.

Adsorptionslagring innebär att vätet binds till en så kallad absorbent av exempelvis kolfiber under högt tryck och en viss temperatur. Den sista lagringstekniken innebär att vätet binds till andra ämnen genom kemiska reaktioner. De andra ämnena kan till

exempel vara metaller eller kol (Wang et al., 2012). I Tabell 2 visas energiåtgången för olika typer av fysisk lagring samt en form av kemisk lagring.

Tabell 2: Energiåtgång för olika typer av vätgaslagringar (Wallmark et al., 2014).

Lagringsform	Energiåtgång i andel av intern energi (%)
Gas 200 bar	11
Gas 350 bar	14
Gas 700 bar	18
Flytande (-252,8°C)	37
Fast - Metallhybrid	16-34

Om vätgasen sedan ska användas i en bränslecell behöver gasen göras om från högt tryck till det tryck som bränslecellen kräver på 3-8 bar vilket görs med en regulator. Grossistföretaget Svets och Tillbehör säljer en regulator kallad Maxex med en kapacitet på 30 Nm³ i timmen. Kostnaden för en regulator är 1375 SEK. Processen är mekanisk och kräver således ingen energi för att hållas igång och processen innebär inte heller några förluster (Svets och Tillbehör, 2020).

Kostnaden för vätgaslagring beror på hur lagringen sker och hur ofta lagret fylls på och töms. Om lagringen sker i en container som töms varje vecka är kostnaden för vätgas omkring 1,85 SEK/kg medan om containern töms och fylls på varje månad är kostnaden 8,33 SEK/kg (Nilsson, 2020).

2.7.2 Användningsområden

Redan tidigt i historien hade vätgas flera användningsområden, exempelvis användes vätgas som bränsle till de första bilarna med förbränningsmotorer för över 200 år sedan. Sedan mitten av 1900-talet har vätgas också haft en central roll inom industrin på grund av användning vid oljeraffinering (IEA, 2019).

Transportsektorn är ett av de användningsområden där vätgasen har störst potential för värdeskapande, detta genom att användas som transportbränsle. Vätgasen kan då ersätta oljeprodukter som i dagsläget dominerar marknaden med vätgas för tunga fordon på långa transportsträckor, vilket även inkluderar järnvägstransporter och möjligtvis sjöfartstransporter. För lättare fordon på kortare sträckor kommer vätgas som bränsle dock att konkurrera med elfordon, vilket minskar potentialen för vätgas. Ett annat användningsområde för vätgas är för att producera värme, särskilt för industriella applikationer där högre temperaturer krävs som är svåra att uppnå med el (Lambert, 2018).

Utöver detta används vätgas vid produktion av polymerer, ammoniak, väteperoxid, lösningsmedel och metanol. Vätgas används även vid tillverkning av vitaminer och andra läkemedelsprodukter samt för hydrering av flera animaliska och vegetabiliska oljor. Andra användningsområden för vätgas är vid glastillverkning, värmebehandling och svetsning. (Linde, 2020).

Ytterligare ett användningsområde som även undersöks i denna studie är att genom elektrolys omvandla el till vätgas som sedan kan lagras för att i ett senare skede, antingen genom förbränning eller genom en bränslecell, omvandlas tillbaka till el, så kallad PtGtP och med sin flexibilitet kunna minska effekttoppar. Denna energilagringsslagmetod har en liknande roll som batterier, men med en större potential för lagring av större mängder energi under en längre tidsperiod (Lambert, 2018).

2.7.3 Vätgasinfrastruktur

Vätgas tankas likt fordonsgas genom trycksättning av gas upp till en viss nivå; ca 700 bar för vätgas i bilar och uppemot hälften för vätgas i tunga fordon. Vid tankstationerna finns oftast ett vätgaslager, en kompressor och en tankautomat. Tankningen sker genom att ett tankmunstycke kopplas till fordonet och tar några minuter att genomföra (Wallmark et al., 2014).

I Sverige finns det i dagsläget fem stycken tankstationer för vätgasfordon. Dessa tankstationer är belägna i Arlanda, Göteborg, Mariestad, Sandviken och Umeå. Två stycken av tankstationerna har Linde som operatör medan de andra tre tankstationernas operatörer är Hynion, H2 Logic och Oazer (Vätgas Sverige, 2020b). Det finns även ett stort intresse för att bygga fler tankstationer. Inom det EU-finansierade projektet Nordic Hydrogen Corridor ska det i Sverige fram till år 2020 byggas åtta nya vätgastankstationer, köpas in minst 100 elbilar med bränsleceller samt investeras i en elektrolysör som producerar vätgas (Vätgas Sverige, 2018a). Sedan projektet startade har det varit omkring 40 stycken kommuner och städer som har uttryckt sitt intresse att delta i projektet och vara med och bygga en vätgastankstation. I maj 2020 kom information ut att Trelleborg blir den första kommunen att ansluta sig till projektet (Scandinavian Hydrogen Highway Partnership, 2020).

För att tankstationer i Sverige ska få ekonomisk bärighet utan bidrag kommer de enligt Wallmark med flera (2014) att behöva vara relativt stora och ha möjlighet att leverera ca 1000 kg vätgas per dygn samtidigt som de har en hög beläggning, uppskattningsvis en flotta på några tusen fordon. I Sverige finns i dagsläget totalt ca 150 stycken vätgasfordon (Wiberg, 2020).

2.7.4 Finansiellt stöd

I vårbudgeten 2019 hade man för avsikt att satsa 50 miljoner kronor på så kallad teknikneutral laddinfrastruktur där vätgastankstationer skulle ingå. Detta ströks dock i den faktiska budgeten och innefattades istället av den redan existerande posten

Klimatklivet (Vätgas Sverige, 2019a). Verksamhetsledaren för Vätgas Sverige² ser dock att vätgas- och bränslecellsteknik skulle kunna rymmas inom fyra redan existerande budgetområden; Förstärkning Klimatklivet, Förstärkning Industriklivet, Investering för minusutsläpp - forskning utveckling och test samt Exportsatsning (Vätgas Sverige, 2020a; Vätgas Sverige, 2019a).

I höstbudgeten 2020 föreslog dock regeringen industrisatsningar för 950 miljoner kronor i budgetpropositionen för 2021 där industriprojekt som biodrivmedel, plastreturaffinaderier, vätgasproduktion, återvinningsanläggningar och batteriproduktion kan få finansiellt stöd. Budgetposten "Industriklivet" som bland annat kan innefatta de tidigare nämnda projekten föreslås stärkas med 150 miljoner kronor till knappt 750 miljoner kronor (Regeringskansliet, 2020).

2.8 Metan

Metan, CH₄, är det enklaste kolvätet med den största andelen vätgas i förhållande till kol. Gasen är lukt- och färglös och bildas vid nedbrytning av organiskt material i syrefattiga miljöer, exempelvis i våtmarker som risfält och torvmossar (Naturvårdsverket, 2017; SMHI, 2020). Metan har en stor påverkan på växthuseffekten och står för 8% av Sveriges totala utsläpp av växthusgaser (Linde, u.å.). Vid jämförelse mellan metan och koldioxid genom Global Warming Potential (GWP)³ får metan ett värde 75 gånger så stort som koldioxid. Uppehållstiden för metan är däremot cirka tio år, vilket endast utgör en tjugotredjedel av uppehållstiden för koldioxid. Detta ger att metan har ett värde för GWP som är cirka sju gånger större än det för koldioxid (Van Basshuysen, 2016). Metan släpps främst ut i atmosfären på grund av risodlingar, utsläpp från kolgruvor och naturgas, avfallsförbränning, avloppshantering och boskapsskötsel. Vid utvinning och transport av fossila bränslen läcker också metan ut i atmosfären (SMHI, 2020). Mängden metan i atmosfären har mer än fördubblats de senaste 100 åren (Naturvårdsverket, 2017).

2.8.1 Användningsområden

Metan är den största beståndsdel i biogas och naturgas som båda används som bränslen och för energiproduktion. Andra användningsområden för metan är för detektion av strålning, vid kemiska synteser samt som bärare för kol inom metallurgi och kärnfysik (Naturvårdsverket, 2017). I gasnätet i Stockholm är även ungefär 70% av den totala gasen biogas (Energigas Sverige, 2020). Det är möjligt att producera så kallad grön biogas, vilket innebär att den har ett förnybart ursprung, genom antingen rötning, förgasning av organiskt material, PtG eller katalytisk nedbrytning av organiskt material.

² Vätgas Sverige är ett partnerskap med medlemmar från näringsliv, institut, kommuner, regioner, nationella myndigheter och föreningar som arbetar för en nödvändig energiomställning fri från klimatpåverkande utsläpp

³ GWP utvecklades för att möjliggöra jämförelser av effekterna som olika gaser har på den globala uppvärmningen. Mer specifikt är det ett mått på hur mycket energi utsläppen av ett ton av en gas kommer att absorbera under en viss tidsperiod, relativt utsläppen av ett ton koldioxid. Ju högre värde på GWP, desto mer värmer en specifik gas jorden i jämförelse med koldioxid under samma tidsperiod (United States Environmental Protection Agency, 2020).

Förbränning av gröna gaser resulterar inte i något nettoutsläpp av koldioxid (Svenskt gastekniskt center, 2014).

2.9 Fjärrvärme

Ett fjärrvärmesystem fungerar genom att en stad, eller del av en stad är sammankopplad genom ett gemensamt rörnätverk där värme distribueras från en central värmeenhet. Värmeenheten kan exempelvis vara en central kokare eller ett kraftvärmeverk. Spillvärme från industrier kan också användas (Energimyndigheten, 2015). Fjärrvärmen förser ungefär 85% av flerbostadshusen i Sverige med värme, vilket motsvarar 2,4 miljoner bostäder (Gustafsson et al., 2016). Behovet av fjärrvärme förväntas även att öka i framtiden. Fjärrvärmen kan spela en avgörande roll i ett framtida hållbart samhälle tack vare dess låga utsläpp av miljöfarliga ämnen (Djuric Ilic & Trygg, 2013).

Vid anslutning till ett fjärrvärmenät är det flera kostnader som uppkommer mellan parten som ansluter och fjärrvärmeföretaget. Dessa innefattar bland annat kostnader för att bygga anslutningsledningen, underhållskostnader för anslutningsledningen samt ökade kostnader för systemdriften som uppstår hos fjärrvärmeföretaget till följd av ökade externa värmeleveranser. Kostnadsbesparingar kan också uppstå hos fjärrvärmeföretaget för att de inte behöver producera värme själva eller minska sin egen produktion och hos värmeproducenten av att inte behöva kyla bort värme i den industriella processen (Energimarknadsinspektionen, 2013).

I en metaniseringsprocess bildas högvärdig värme som kan avsättas till fjärrvärmenätet. I en elektrolys uppkommer också värme, men denna är lågvärdig och kan inte användas direkt i fjärrvärmesystemet (Byman et al., 2013). I studien från Byman med flera (2013) blandade de högvärdig värme från metaniseringsprocessen (300 °C) med lågvärdig värme från elektrolysen (60 °C), för att då få värme på 120 °C som kunde levereras ut på fjärrvärmenätet. Anledningen till de stora skillnaderna mellan den hög-och lågvärdiga värmen var på grund av att de använde en katalytisk metaniseringsanläggning. I denna studie används en biologisk metaniseringsanläggning vilket genererar högvärdig värme på 80 °C. På grund av att skillnaden mellan hög-och lågvärdig värme i vår studie är liten kommer denna värme inte att blandas utan den högvärdiga värmen säljs till fjärrvärmenätet medan den lågvärdiga värmen används för att värma upp anläggningarna.

2.10 Gasnätet Stockholm

Gasnätet i Stockholmsområdet ägs av Gasnätet Stockholm som ansvarar för utveckling, drift och underhåll av nätet. Nätet består idag av ungefär 50 mil gasrör för stadsgas samt ett 4 mil långt fordonsgasnät. Gasen till stadsgasnätet bildas genom att biogas, bestående till största del av metan, och LNG⁴ levereras till i huvudsak Högdalen där LNG:n förångas till naturgas som sen blandas med luft och biogasen. Denna

⁴ LNG = Liquefied Natural Gas: "flytande naturgas" på svenska

gasblandning kan sen användas direkt av de kunder som är kopplade till gasnätet. Fordonsgasnätet knyter ihop biogasanläggningar i Stockholm med förgasningsanläggningen i Högdalen med bussdepåer för tankning och tankstationer för fordonsgas (Gasnätet Stockholm, 2020a).



Figur 2: Gasnätet i Stockholm, tillstånd från Gasnätet Stockholm för användning av bild (Gasnätet Stockholm, 2020b).

2.11 Elnätet

I Sverige delas elnätet in i tre kategorier, transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet transporterar stora mängder elektricitet över långa sträckor med låga förluster. Regionnätet fördelar elektricitet med hög spänning till städer där lokalnäten slutligen tar över och förser elanvändarna med elektriciteten. Sveriges stamnät förvaltas av staten där myndigheten Svenska Kraftnät har systemansvar för hela det svenska systemet. Region- och lokalnäten ägs av elnätsföretag, där majoriteten av dessa är kommunalt ägda (Nordling, 2016). Det måste hela tiden råda balans i elnätet, det vill säga att det måste produceras lika mycket som det förbrukas (Svenska Kraftnät, 2016a).

Elmarknaden avreglerades år 1996 och därmed infördes konkurrens i handel och produktion av elektricitet i Sverige. Denna förändring ledde till att vi idag har en gemensam nordisk elmarknad med en gemensam handelsplats för elektricitet, elbörsen Nord Pool (Statens offentliga utredningar, 2004:129).

2.11.1 Elkostnad

Den totala kostnaden för elektriciteten består förutom priset för den faktiska använda elektriciteten också av en nätavgift. Nätavgiften är den avgift varje enskild elkonsument betalar för drift och underhåll av elledningarna och transport av elektriciteten.

Nätavgiften är uppdelad i en fast del, abonnemangsavgiften, som bland annat baseras på hur stor huvudsäkring konsumenten har samt överföringsavgiften som betalas på basis av överförda kWh (Energimarknadsinspektionen, 2020b). Elnätsavgifterna för företag som är kunder till Ellevio som är nätägare i Stockholm är presenterade i Tabell 3. I tabellen visas effektabonnemangspriserna för en huvudsäkring större än 63 A, vilket antogs gälla för anläggningarna i studien.

Tabell 3: Ellevios nätavgift i Stockholms län (Ellevio, 2020).

Abonnemang Effekt	Lågspänning 0,4 kV (L04L)	Lågspänning 0,4 kV (L04S)	Högspänning 6-24 kV (L10L)	Exklusive moms
Fast elnätsavgift	260	2600	1498	SEK/mån
Månadseffektavgift	62	50	-	SEK/kW, mån
Årseffektavgift	-	-	285	SEK/kW, år
Höglasteffektavgift*	-	53	76	SEK/kW, mån
<u>Rörlig elnätsavgift</u>				
Höglasttid*	0,4754	0,0778	0,0318	SEK/kWh
Övrig tid	0,0946	0,0778	0,0318	SEK/kWh

Om anläggningen skulle läggas inom ett IKN⁵, exempelvis vid en vindkraftspark, behöver inte en nätavgift erläggas eftersom att elektriciteten aldrig levereras ut på det externa nätet. Eftersom att nätavgiften utgör en stor del av kostnaden skulle detta vara fördelaktigt för anläggningens lönsamhet. Då skulle anläggningen också kunna fungera som reglerkraft i och med möjligheten att både reglera upp och ner effekten på produktionen och därmed bidra till nätnytta (Mohseni et al., 2017).

Förutom elpriset så består elkostnaden för industrier av en kostnad för elcertifikat om industrin är elintensiv (Byman et al., 2013). Elcertifikatsystemet infördes år 2003 som ett ekonomiskt stöd till producenter av förnybar energi. Elcertifikaten delas ut av staten, och dessa kan sedan säljas på en öppen marknad till köpare med så kallad kvotplikt. De

⁵ Icke-koncessionspliktigt nät.

kvotpliktiga företagen är elintensiva och behöver köpa in ett visst antal elcertifikat i förhållande till sin elförsäljning eller elanvändning. De energikällor som tilldelas elcertifikat är vindkraft, viss vattenkraft, vissa biobränslen, solenergi, geotermisk energi, vågenergi och torv i kraftvärmeverk. Genom detta system får alltså producenter av förnybar energi en extra intäkt förutom intäkten för den sålda elen (Energimyndigheten, 2017). Elcertifikatpriset är ungefär 0,03 SEK/kWh (Byman et al., 2013).

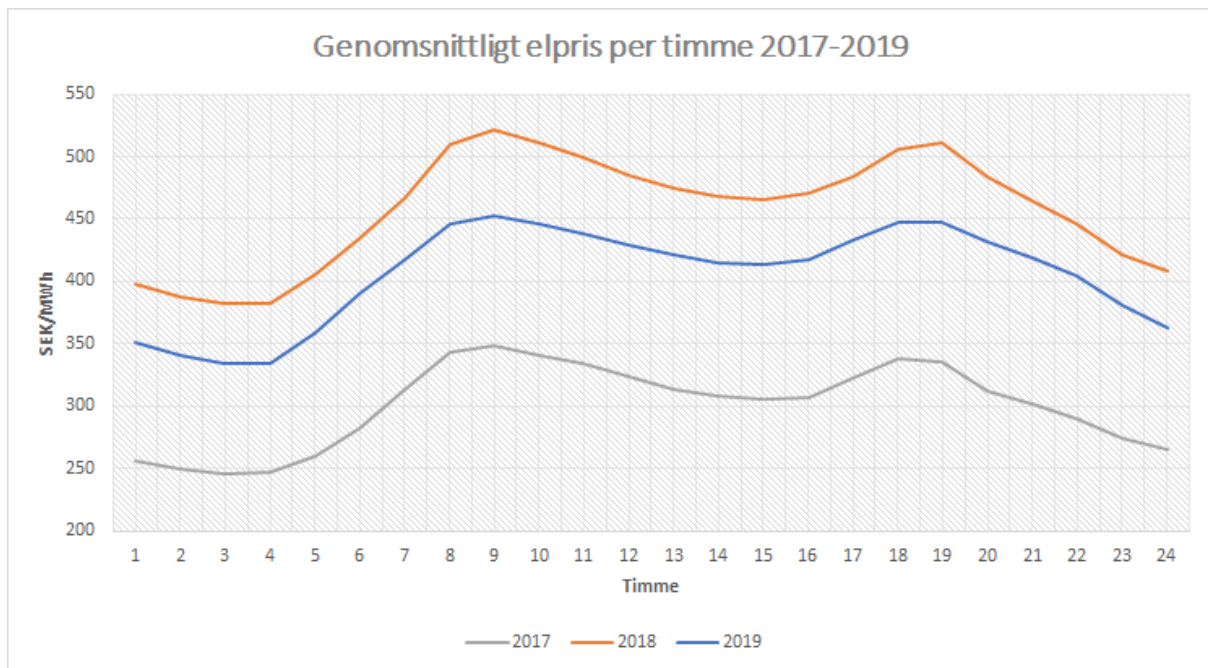
2.12 Elprisets utveckling

I Figur 3 ses det månatliga elspotpriset för åren 2000-2020 för hela Sverige. All data är inhämtad från Nord Pool. Under år 2011 delade Svenska Kraftnät in landet i fyra elområden. Dessa elområden har för avsikt att stimulera att nya kraftverk byggs där det är underskott på el och att elnätet förstärks för att kunna överföra mer el inom Sverige (Elområden, u.å.). För att diagrammet ska vara konsekvent togs ett medelvärde av de fyra elområdenas timvisa elpriser efter införandet av elområdena. I figuren kan det ses att elpriset har fluktuerat mycket under dessa år men att det har en stigande trendlinje.



Figur 3: Månatligt spotpris för el i Sverige åren 2000-2020.

Figur 4 visar det genomsnittliga elpriset per timme under året för elområde SE3, uppdelat på dygnets timmar för åren 2017-2019. Som kan ses var det lägsta genomsnittliga elpriset per timme år 2018 högre än det högsta genomsnittliga elpriset per timme år 2017. Mönstret som det genomsnittliga timpriset har rört sig i har varit likadant för samtliga tre år. Dygnets första sex timmar har för samtliga tre år varit de timmar med lägst elpris medan en topp har inträffat på morgonen och en på kvällen.



Figur 4: Visar det genomsnittliga elpriset för elområde SE3 uppdelat på dygnets timmar för åren 2017-2019.

Elen i Sverige handlas över elbörsen Nord Pool och sätts utifrån utbud och efterfrågan. Det är flera faktorer som påverkar elpriset, bland annat:

- Tillgången på vatten i de svenska och norska vattenmagasinen. Denna tillgång beror på temperaturen och nederbörden. När det finns en stor mängd vatten i vattenmagasinen sjunker i regel elpriset då vattenkraft är det billigaste sättet att producera el.
- Väder och temperatur. Varma vintrar med mycket nederbörd kan göra att elpriset sjunker och vice versa. Utöver vädret kan även själva väderprognosen påverka elpriset.
- Mängden el som produceras i kärnkraft-, vindkraft- och kraftvärmeverk. Om det exempelvis sker ett stopp i elproduktionen från kärnkraftverk kan detta resultera i att elpriset stiger då en stor del av elproduktionen i Sverige kommer från kärnkraftverk.
- Bränslepriserna. Om bränslepriserna stiger kan detta resultera i en högre produktionskostnad för el vilket i sin tur kan leda till högre elpriser.
- Kostnaden för utsläppsrätter. På samma sätt som bränslepriserna påverkar elpriset gör även kostnaden för utsläppsrätter det, detta trots att huvuddelen av elproduktionen i Sverige nästan är helt utsläppsfri.
- Elanvändning och överföringskapacitet i det svenska elnätet. Exempelvis kan elpriserna i södra Sverige stiga som en följd av att det finns flaskhalsar i elnätet, trots att norra Sverige har ett överskott av el.
- Politisk osäkerhet. Bland annat förändrade energiskatter, subventioner och valutautveckling (Vattenfall, 2020).

I och med att elsystemet kräver en konstant balans mellan produktion och uttag av el finns en risk att elanvändningen under vissa timmar ska bli så stor att den momentana produktions- och importkapaciteten inte räcker till. Det finns en risk för effektbrist under de timmarna med högst effektuttag. Effektbrist uppstår antingen på grund av avkortning⁶ i spotmarknaden eller om förutsättningarna för produktion och förbrukning förändrats jämfört med de bud som har lämnats till spotmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2008).

2.13 Skatt

2.13.1 Energiskatt

All energianvändning i Sverige är skattepliktig. Energiskatten för företag beror på vilken verksamhet företaget bedriver samt var verksamheten bedrivs. År 2020 beslutade regeringen att energiskatten skulle vara 35,3 öre/kWh (Skatteverket, 2020a). All elanvändning för elektrolytiska processer är dock skattebefriad (Skatteverket, 2020b).

2.13.2 Moms

Moms, eller mervärdesskatt är en skatt som alla betalar när man köper varor eller tjänster och som ofta är inbakad direkt i priset för varan. Som företag ska man dock deklarerar och betala moms. Momsen är varken en intäkt eller kostnad för företag utan en avgift man tar ut av kunderna som sedan förs vidare till staten (Skatteverket, 2020c). För enkelhets skull antas anläggningarna i denna studie ej vara momspliktiga i och med att det inte påverkar lönsamheten.

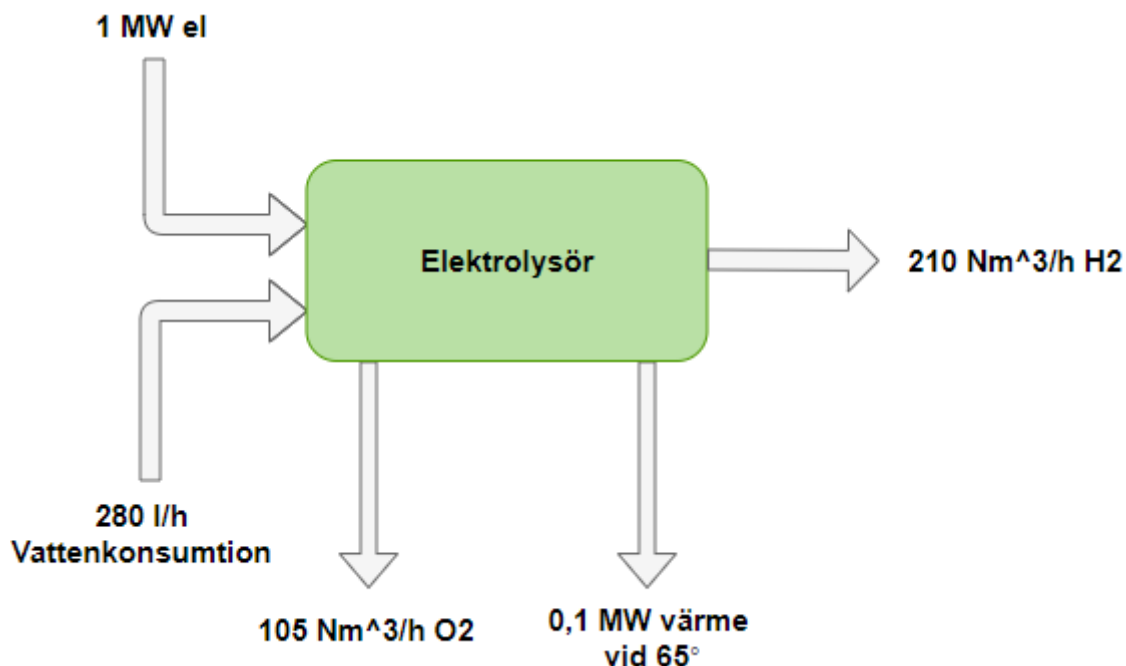
2.14 Anläggningarna

I föreliggande studie har två stycken anläggningar studerats, dels en elektrolysöranläggning samt en kombinerad elektrolysör- och metaniseringsanläggning. Elektrolysören producerar vätgas från vatten och el, som sedan används i metaniseringsprocessen där metangas produceras från denna vätgasen samt koldioxid. Effekten till båda anläggningarnas elektrolysörer är 1 MW och den ena anläggningens metaniseringsdel använder 45 kW.

För anläggningen som producerar vätgas har det svenska företaget Euromekaniks elektrolysör ME 450/1400 valts. Euromekaniks anläggning kräver ett 50 Hz-nät samt en spänning på 3x400V. Vattnet som används i processen kan vara vanligt dricksvatten (Euromekanik, u.å.). Elektrolysören har en integrerad torkanläggning vilket gör att de små mängderna vatten som kan följa med vätgasen renas bort. En renhet på vätgasen på

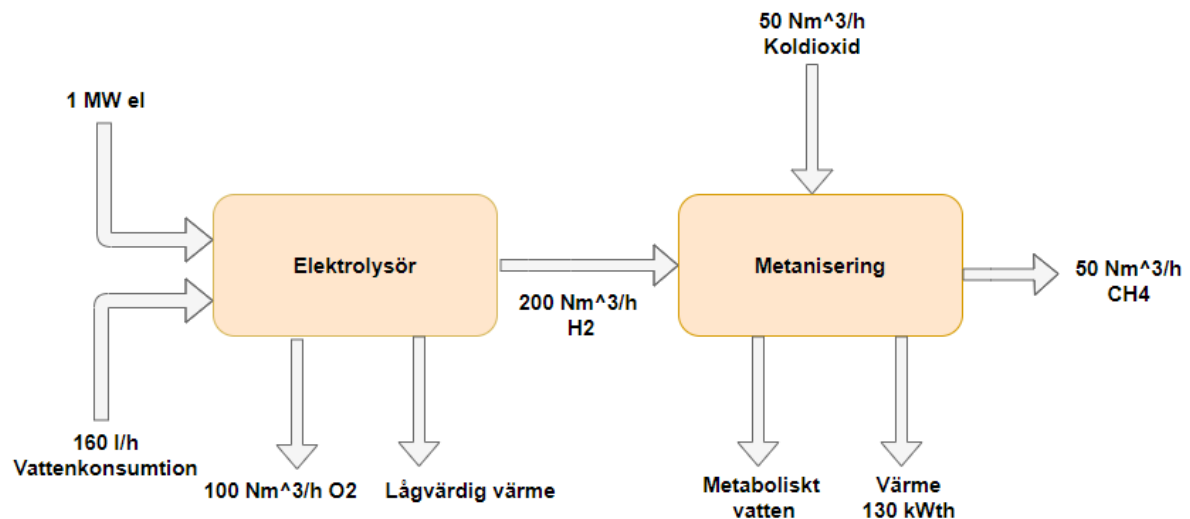
⁶ För en situation där det finns otillräckliga säljbud i spotmarknaden kan det lösas genom så kallad avkortning, det vill säga att Nord Pool kortar av köpbuden till dess att utbud och efterfrågan är lika stora. Detta har hittills aldrig behövt göras (Energimarknadsinspektionen, 2008)

99,99% kan då uppnås och därmed kan den användas direkt utan vidare rening. Flödena för en drifttimme är visad i Figur 5.



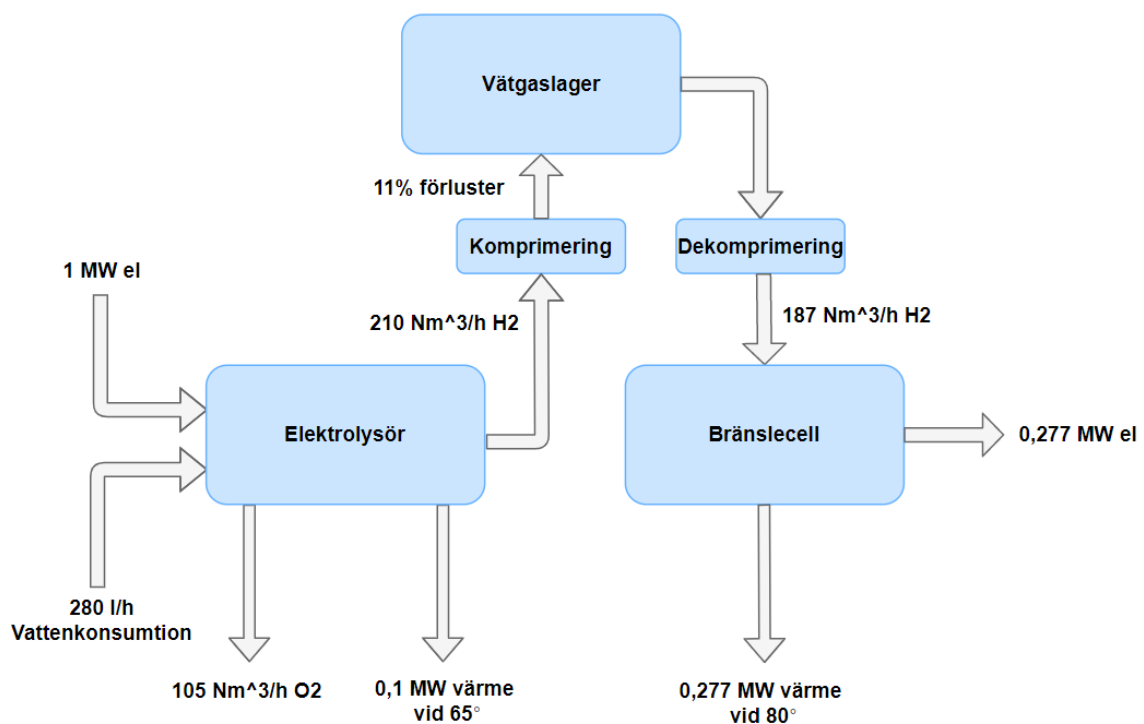
Figur 5: Översiktsbild av de timvisa flödena för Euromekaniks anläggning (egengjord bild baserad på information från Rydebrink, 2020).

För metananläggningen har det tyska företaget Electrochaeas anläggning valts. Electrochaea använder en patenterad biokatalysator BioCat, som genom biologisk metanisering av producerad vätgas och tillsatt koldioxid producerar förnybar metangas som kan injiceras direkt in i befintliga naturgasnät. Anläggningen finns i storlekarna 1, 10 och 50 MW, men i denna studie har deras minsta variant på 1 MW valts att studeras (Electrochaea, u.å.). De systemanslutningar som BioCat behöver är dels en koppling till elnätet enligt lokala nätspecifikationer samt kranvatten med en trycksättning på 2-6 bar och 10-30° C. Gällande utsläppen av det metaboliska vattnet som är en restprodukt till anläggningen uppfyller vattnet standardkraven för utsläpp (Electrochaea, 2020). De timvisa flödena för anläggningen är beskrivna i Figur 6.



Figur 6: Översiktsbild av de timvisa flödena för Electrochaeas anläggning BioCat (Egengjord bild baserad på information från Elektrochaea, 2020 & Wuertenberger, 2020).

För PtGtP har Euromekaniks anläggning studerats då den endast producerar vätgas vilket är den energibärare som energin lagras i för PtGtP-processen. Nedan i Figur 7 är de timvisa flödena för PtGtP-anläggningen presenterade för ett system med tre bränsleceller. Värmen från elektrolysisprocessen antas vara oanvändbar medan värmen från bränslecellen med en högre temperatur har antagits kunna säljas till fjärrvärmenätet.



Figur 7: Översiktsbild av de timvisa flödena för PtGtP-anläggningen.

2.15 Aktuella PtG-projekt

Hybrit är ett samarbetsprojekt och en revolutionerande satsning för att tillverka fossilfritt stål i Sverige. Initiativet startades 2016 av SSAB, LKAB och Vattenfall med finansiellt stöd från Energimyndigheten med målet att ha en samlad värdekedja för fossilfritt stål. Vid framställningen av stål reduceras traditionellt sett järnmalmen med hjälp av koks, något som nu ska ske med grön vätgas producerad genom elektrolys av el. Projektet sker uppdelat på delprojekt med målet att leverera fossilfritt stål år 2026 och kommer då vara först i världen att åstadkomma detta (Hybrit, 2020).

År 2019 fick Siemens klartecken för att bygga ett komplett energisystem utan växthusgasutsläpp vid sin gasturbinanläggning i Finspång. Projektet heter Zero Emission Hydrogen Turbine Center (ZEHTC) och ska bidra till Östergötlands mål om att utsläppen av växthusgaser ska vara 85% lägre år 2045 än år 1990. I projektet ingår bland annat elektrolysör, vätgaslagring, batteri och solpaneler. Anläggningen beräknas stå klar år 2021 (Vätgas Sverige, 2019b).

År 2019 stod också den första nationella anläggningen för vätgasproduktion klar. Anläggningen är placerad i Luleå och utgör en testbädd där olika tillämpningar för elektrolys och vätgaslagring ska kunna testas. Ansvariga för bädden är forskningsorganisationen RISE och Swerim men ett 20-tal andra aktörer såsom Vätgas Sverige och Hybrit är också involverade. Projektet har fått ekonomiskt stöd från Vinnova (Vätgas Sverige 2019c; Vätgas Sverige, 2018b).

3. Metod

3.1 Kvalitativ metod

Den valda metoden i föreliggande rapport är av kvalitativ karaktär. Detta innebär en induktiv syn på förhållandet mellan teori och forskning, där den förra genereras ur den senare (Bryman & Bell, 2011). Den kvalitativa metoden används med fördel explorativt, det vill säga när man vet väldigt lite i förväg om det valda studieobjektet (Malterud, 2009). En styrka med denna metod är således att den induktivt studerar ett visst fenomen utan förutfattade hypoteser och där begrepp och teori väsentligen växer fram ur det observations- och intervjuarbete som forskaren genomför (Larsson et al., 2005).

3.2 Fallstudie

Föreliggande undersökning är en fallstudie av hypotetiska PtG- och PtGtP-anläggningar belägna i Västberga. Två stycken olika anläggningar har undersökts, dels Euromekaniks anläggning som producerar vätgas samt Electrochaeas anläggning som producerar vätgas vilken sedan görs om till metan. Utöver detta kommer Euromekaniks anläggning

också att användas för undersökning av PtGtP. Västberga valdes som plats för anläggningarna då detta område både ligger på Stockholm gasnäts område samt har fjärrvärmeledningar nära, vilket gör det möjligt att leverera metan och värme direkt till nätet. Vidare ligger två vätgastankstationer, Arlanda och Sandviken, inom 15 mils avstånd (Vätgas Sverige, 2020b). Till dessa kommer vätgasen att transporteras på växelflak för att användas som fordonsgas men lönsamheten av att sälja en del av vätgasen på tub till andra ändamål har också undersökts. För anläggningen som producerar vätgas är inte gasnätet av intresse på samma sätt liksom att det för anläggningen som producerar metan inte spelar någon roll att vätgastankstationer finns i närheten. Trots att lokaliseringen för de specifika anläggningarna troligen skulle kunna optimeras så utgör ändå Västberga en lämplig lokalisering överlag i föreliggande studie.

3.2.1 Design av studien

Anläggningen för metanproduktion, BioCat, valdes bland annat på grund av att metaniseringen är biologisk. Biologiska metaniseringsanläggningar är i regel något dyrare än kemiska, men en stor fördel är att de har en hög flexibilitet under drift. De går nämligen att starta och stänga av inom några få minuters intervall (Wuertenberger, 2020). Detta är mycket användbart i föreliggande studie då denna utreder potentialen för att ha anläggningen i drift när elen är billig eftersom det resulterar i ett stort antal start och stopp under årets gång. Utöver detta levererar biologisk metanisering en slutprodukt som uppfyller fordonsgasstandarden (Mohseni et al., 2017). Som nämnts ovan så påbörjas också metaniseringen i princip direkt när vätgasen och koldioxiden pumpas in i anläggningen. Detta leder också till att det inte finns ett lika stort behov av vätgaslager och vätgaskompressor. I och med detta har ingen kompressor eller lager för vätgasen medräknats i fallen där metan produceras. När vätgas produceras har en investering av en membrankompressor tagits i beräkning för att komprimera vätgasen till 200 bar, vilket är det tryck som Linde transporterar och säljer sin vätgas på tub i. För fordonsgas krävs vidare komprimering på tankstationen till 350 eller 700 bar (Mjörnling, 2020).

Produktionen sker när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh då detta ansågs som ett lågt elpris samt att produktionen sker alla årets timmar för jämförelse. Gränsen på 350 SEK/MWh valdes för att denna gräns år 2019 täckte in ungefär 20% av årets timmar vilket utgjorde ett lämpligt antal inköpstimmar. Elen valdes att produceras med hjälp av bränsleceller eftersom andra alternativ som vätgasturbiner ansågs ha för hög investeringskostnad. Alla kostnader och intäkter nuvärdesberäknades för att ta hänsyn till alternativavkastning och inflation.

Lönsamhetsberäkningarna är baserade på 2019 års elprisdata men 2017 och 2018 års elpriser har också undersökts för att få en mer heltäckande bild. Dessutom modifierades 2019 års elpriser till att bli mer volatila genom att ta de lägsta 20% av elpriserna multiplicerat med -1 och de högsta 20% multiplicerat med 2. På så sätt blev de lägsta elpriserna lägre och de högsta högre, något som ansågs kunna spegla ett framtida elpris. För PtGtP har även danska elpriser undersökts då det danska elsystemet redan år 2014 hade mer än 30% vindkraft i deras energisystem, något som gör danska elpriser

lämpliga att studera då vindkraftens del i det svenska elsystemet kontinuerligt växer (Svenska kraftnät, 2015; Energimyndigheten, 2019b). Danmarks elpriser är därför intressanta då Sveriges elpriser kan komma att likna de danska i framtiden.

För att räkna på lönsamheten för PtGtP beräknades först elkostnaden för den givna andelen av året som elen skulle köpas in. Vidare beräknades med hänsyn till förluster i elektrolysör, kompressor och bränslecell den mängd el som var tillgänglig för att säljas tillbaka till nätet. Genom att jämföra denna mängd tillsammans med intäkten för värme med samtliga investeringskostnader där allt nuvärdesberäknades erhöles vad elen behövde säljas för varje år under anläggningens livslängd för att gå break-even. Med break-even menas att det nuvärdesberäknade resultatet efter anläggningens livstid är lika med noll. Antalet bränsleceller avgjorde sedan hur många timmar denna mängd el skulle säljas tillbaka till nätet på då varje bränslecell har en maxkapacitet på 100 kW. I beräkningarna togs det även hänsyn till den kortare livslängden på bränslecellerna jämfört med PtG- och PtGtP-anläggningarna, vilket gjorde att det krävdes en reinvestering av dessa. Bränslecellernas livslängd antogs till tio år då de endast används en viss tid av årets timmar och att de enligt Thorsson (2020) har en betydligt längre livstid än 20 000 timmar i andra applikationer än i bilar. Det här innebar att en reinvestering av bränslecellen/-erna krävdes efter anläggningens halva livstid. Vad elen behövde säljas för både i genomsnitt och totalt på ett år jämfördes sedan med vad elen faktiskt kunde säljas för med 2019 års elpriser applicerat på anläggningens 20-åriga livslängd för att avgöra anläggningens lönsamhet.

3.2.2 Känslighetsanalys

För att öka studiens trovärdighet gjordes även en känslighetsanalys där några av parametrarnas värden som ansågs ha stor påverkan på resultatet varierades. Detta gjordes eftersom att värdena på dessa innebar en osäkerhet eller skulle kunna komma att ändras i framtiden. De parametrar som undersöktes för PtG var:

- Koldioxidkostnaden. Vid metanproduktion är koldioxidkostnaden stor och påverkar därför anläggningens lönsamhet. Om anläggningen exempelvis skulle kunna läggas vid en biogasproduktionsanläggning så skulle koldioxiden eventuellt kunna erhållas utan kostnad, vilket undersöktes av Byman med flera (2013) och vilket också tillämpades i föreliggande studie.
- Varierat vätgaspris och metanpris. I föreliggande studie antas att stora volymer vätgas och metan säljs varje år. Gaspriset blir därför av stor vikt och på grund av det gjordes separata känslighetsanalyser där dessa priser varierades.
- Investeringsstöd. Att Sveriges budget för industrisatsningar har ökat till 950 miljoner kronor där en del av dessa pengar ska kunna gå till vätgasproduktion i kombination med att EU ska satsa flera hundra miljarder kronor på vätgasprojekt gör det högst troligt att kunna få finansiellt stöd, varför denna möjlighet har undersökts i känslighetsanalysen.
- Anläggningen skulle kunna placeras vid exempelvis ett vindkraftverk och då på ett IKN. Det här skulle innebära att anläggningen inte behöver betala någon

nätavgift vilket utgör en stor del av de årliga kostnaderna för en anläggning av denna storlek.

De parametrar som undersöktes för PtGtP var:

- Investeringstöd. Detta motiveras för PtGtP på samma sätt som för PtG med att teknik av detta slag är troligt att erhålla finansiellt stöd.
- Investeringstöd och finansiellt stöd för underhåll. Om anläggningen får finansiellt stöd så är det möjligt att anläggningen både får finansiellt stöd till investeringskostnaden men också i form av årliga bidrag som skulle kunna täcka underhållskostnaderna.
- Investeringstöd och finansiellt stöd för underhåll samt att anläggningen läggs på ett IKN och därmed inte betalar någon nätavgift.

3.3 Insamling och bearbetning av data

Insamling av data har huvudsakligen skett genom en litteraturstudie samt ett flertal intervjuer, mailkonversationer och diskussioner med personer som besitter relevant kunskap inom området. Det har varit av stor vikt att informationen har varit så ny som möjligt då detta område befinner sig i en snabb förändring.

Den data som behövdes för beräkningarna listades i ett Excel-dokument. Där samlades sedan numeriska värden på de efterfrågade parametrarna. Parametrarna omvandlades sedan till lämpliga enheter enligt omvandlingsfaktorerna presenterade i metoden. En analys av vilka av dessa parametrar som innebar störst osäkerhet gjordes för att bestämma designen av känslighetsanalysen och hur dessa parametrar skulle varieras.

3.4 Intervjuer

Intervjuer är troligen den mest använda metoden vid kvalitativ forskning, detta på grund av dess flexibilitet (Bryman & Nilsson, 2011). Flexibiliteten har visat sig genom att intervjuerna har skett digitalt samt via mail. Denna möjlighet har varit avgörande för rapportens genomförande då den rådande viruspandemin Covid-19 annars hade begränsat möjligheten till insamling av data. Vid intervjutillfällena närvarade båda författarna, den ene ställde frågorna och den andre antecknade. Intervjun med Karin Byman spelades också in för att båda författarna skulle kunna koncentrera sig på att ställa följdfrågor.

3.4.1 Val av respondenter

Totalt genomfördes 13 stycken intervjuer. Ett av intervjuobjekten utgjordes av Lennart Söder som är professor inom elkraftssystem på Kungliga tekniska högskolan. Han besitter en gedigen kunskap inom elkraftssystem vilket var av stor vikt för att få en förståelse för hur PtG kan innebära möjligheter och hinder för det svenska elsystemet och balansen i nätet. En digital intervju hölls också med Karin Byman, klimat- och

energiexpert samt projektledare vid Kungliga Svenska Ingenjörsvetenskapsakademien. Hon har tidigare tillsammans med andra experter genomfört potential- och genomförbarhetsstudier angående PtG. En mailintervju gjordes även med Martin Görling som arbetar som affärsutvecklare på Gasnätet Stockholm, företaget som äger och driver gasledningarna i Stockholmsområdet. Denna intervju gav insikt om hur gasnätet fungerar samt specifika uppgifter som anslutningskostnad till gasnätet. Vidare hölls två kortare telefonintervjuer med Mats Mjörnling som är platschef på Linde i Sandviken. Där produceras vätgas genom elektrolys och därför kunde dessa intervjuer bidra till en ökad förståelse för hur gasinfrastrukturen kring en sådan anläggning bör designas samt konkreta siffror för transport av vätgasen. För insamling av teknisk data hölls även mailintervjuer med Peter Rydebrink som är VD på Euromekanik samt Uwe Wuertenberger som är produktutvecklingschef på Electrochaea. På Electrochaea hölls även en mailintervju med Arianne Bhérier-Breton som är affärsutvecklingschef för att få svar på ytterligare frågor. Anders Månsson, fjärrvärmeexpert på WSP, var till hjälp genom att uppskatta en kostnad på anslutning till fjärrvärmenätet. En mailintervju hölls även med Jan Thorsson på Powercell för att få förståelse för och tekniska data och specifikationer på dagens bränsleceller. För att få en prisuppgift på ett vätgaslager hölls även en mailintervju med Hans-Olof Nilsson på Nilsson Energy som erbjuder lösningar för många av de problem som kan uppstå med förnybar energi. Det hölls även en telefonintervju med Erik Wiberg från Vätgas Sverige. Intervjun involverade vätgasanvändning i Sverige där bland annat uppskattade siffror kring total vätgasanvändning för fordon i Sverige erhöles. Slutligen hölls även flertalet fysiska intervjuer med Stefan Dahlgren, gasexpert på WSP, vilket har varit av stor vikt för examensarbetet.

3.5 Modell

För att kunna genomföra de simuleringar som studien krävde så konstruerades en modell i MATLAB. Modellen är uppbyggd genom att den först inhämtar data på elspotpriser för de senaste tre åren i elområde SE3, det elområde i vilket vår fiktiva anläggning placerades. I programmet krävs att ett elpris bestäms för priset under eller lika med som anläggningen ska köpa in el. I denna studie har alternativen 350 SEK/MWh samt ett elpris så högt att alla årets timmar täcks in undersökts.

Efter denna input beräknar programmet kostnaden för inköp av el under de tider som elektrolysören är igång under året. Utifrån mängden inköpt el beräknar modellen sedan hur mycket vätgas eller metangas och värme som produceras i processen, liksom hur mycket koldioxid och vatten som konsumeras. De tre förstnämnda innebär intäkter för anläggningen och de två senare kostnader. Energiåtgång för komprimering och kostnad för lagring beaktas också i modellen. Samma kostnad och produktion antas för alla år under anläggningarnas livslängd på 20 år.

3.6 Ekonomiska beräkningar

Nedan presenteras de ekonomiska beräkningarna som har använts i föreliggande studie för att avgöra anläggningarnas lönsamhet. Beräkningarna gjordes i Microsoft Excel.

3.6.1 Nettonuvärdesmetoden

Nettonuvärdesmetoden är en etablerad metod för investeringskalkylering.

Nettonuvärdesmetoden används genom att diskontera alla framtida kassaflöden, både in- och utflöden, med en given diskonteringsränta och sedan summera ihop dessa diskonterade kassaflöden. Man får då fram nuvärdet för investeringen. Efter detta subtraheras kostnaden för grundinvesteringen för att få fram nettonuvärdet. Genom att använda denna metod och räkna om alla betalningar över tid till den specifika tidpunkt som investeringen genomfördes på är det möjligt att fastställa investeringens lönsamhet. Ett nettonuvärde över noll indikerar lönsamhet för investeringen (Žižlavský, 2014). Ekvation 3 och 4 visar beräkningarna i nettonuvärdesmetoden.

$$NV = \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3)$$

I ekvation 3 är NV investeringens nuvärde efter investeringens ekonomiska livslängd, n år, och t är årsindexet i beräkningen. C är anläggningens totala årliga kassaflöde och r är den reella kalkylräntan.

$$NNV = NV - G \quad (4)$$

I ekvation 4 ses att nettonuvärdet, NNV, är lika med nuvärdet minus grundinvesteringen, G .

Karlsson (1999) menar att nettonuvärdesmetoden är en bra metod för investeringskalkylering då den både tar hänsyn till kalkylräntan samt samtliga in- och utbetalningar under hela den ekonomiska livslängden. En nackdel med nettonuvärdesmetoden menar Karlsson (1999) bland annat är att kalkylräntan kan vara svår att bestämma, samtidigt som att det är en känslig parameter som kan påverka resultatet i stor utsträckning. Andra nackdelar med nettonuvärdesmetoden är att det kan bli missvisande att jämföra investeringar med olika stora grundinvesteringar samt att metoden inte är att föredra när investeringarna har olika ekonomiska livslängder (Karlsson, 1999).

I föreliggande studie har kalkylräntan uppskattats främst utifrån Energimarknadsinspektionens, Ei:s, bedömning av rimliga kalkylräntor för perioderna 2012-2015, 2016-2019 samt 2020-2023 i elnätets verksamheter. För tillsynsperioden 2012-2015 bedömde Ei att en real kalkylränta före skatt på 5,2% var rimlig att tillämpa (Energimarknadsinspektionen, 2011). Samma värde för tillsynsperioderna 2016-2019 och 2020-2023 var 4,53% respektive 2,16% (Energimarknadsinspektionen 2014; Energimarknadsinspektionen, 2019a). Dessa värden korrigerade för att inte ta någon

skatt i beaktning då anläggningen inte antas vara skattepliktig ger en genomsnittlig reell kalkylränta efter skatt på 3,96%. I denna studie har därför en reell kalkylränta på 4% använts, vilken är justerad för en årlig inflationstakt på 2%.

3.6.2 Kapitalvärdeskvoten

Eftersom att grundinvesteringarna i de olika fallen i denna studie inte alltid är lika stora valdes det att utöver nettonuvärdesmetoden även komplettera studien med kapitalvärdeskvoten för att öka jämförbarheten mellan de olika fallen.

Kapitalvärdeskvoten visar nettonuvärdet per investerad krona och ökar jämförbarheten mellan olika investeringsalternativ som har olika stora grundinvesteringar (Andersson, 2004).

Ekvation 5 visar formeln för kapitalvärdeskvoten:

$$\text{Kapitalvärdeskvoten} = \frac{NNV}{\text{Grundinvestering}} \quad (5)$$

Om kapitalvärdeskvoten är positiv innebär detta att investeringen är lönsam medan en negativ kvot innebär att investeringen inte är lönsam. Den investering som har högst kapitalvärdeskvot är den investering som har högst avkastning per investerad krona (Andersson, 2004). Genom att i denna studie kombinera investeringarnas nettonuvärde med deras kapitalvärdeskvot kan man jämföra deras lönsamhet i både absoluta samt relativa tal. Kapitalvärdeskvoten har beräknats för samtliga fall, även när anläggningarna har erhållit investeringsstöd. Det kan finnas tvivel huruvida kapitalvärdeskvoten är tillämpligt om investeringsstöd erhålls, då anläggningen själv inte bär sin investeringskostnad. Kapitalvärdeskvoten beräknades dock ändå för dessa fall för att få till en mer heltäckande jämförelse mellan fallen.

3.7 Elpris

Elsportpriset har inhämtats från Nord Pools statistik över historiska elpriser i elområde SE3 för åren 2017-2019. Den rörliga delen av elpriset erhöles genom att summera samtliga elpriser under en viss gräns, då den hypotetiska anläggningen antas vara i drift. Elnätsavgiften beräknades genom ekvation 6.

$$\begin{aligned} \text{Elnätsavgift} = & (\text{Fast elnätsavgift} * \text{Månader per år}) + \\ & (\text{Årseffektavgift} * \text{Installerad effekt}) + \\ & (\text{Höglasteffektavgift} * \text{Installerad effekt} * \\ & \text{Månader med höglastbelastning}) + (\text{Rörlig elnätsavgift} * \\ & \text{Årlig energianvändning}) \end{aligned} \quad (6)$$

För ett år där anläggningen på 1 MW körs samtliga timmar erhålls resultatet presenterat i ekvation 7.

$$\begin{aligned} & \left(1498 \left[\frac{\text{SEK}}{\text{månad}}\right] * 12 [\text{månader}]\right) + \left(285 \left[\frac{\text{SEK}}{\text{kW}}\right] * 1000[\text{kW}]\right) + \left(76 \left[\frac{\text{SEK}}{\text{kW,månad}}\right] * \right. \\ & \left. 5 [\text{månader}] * 1000 [\text{kW}]\right) + \left(0,0318 \left[\frac{\text{SEK}}{\text{kWh}}\right] * 8760 [\text{timmar}] * 1000[\text{kW}]\right) = \\ & = 961\,544 \text{ SEK} \end{aligned} \quad (7)$$

3.8 Distribution av vätgas

Vätgasen komprimeras till 200 bar med energiåtgång enligt Tabell 2, det vill säga 11%. Därefter tappas den upp på tub som sedan antingen transporteras i växelflak till tankstationen eller säljs direkt på tub till andra ändamål. Avståndet som valdes till tankstationen var 10 mil då det ungefär motsvarar ett genomsnittligt avstånd till stationerna Arlanda och Sandviken från Västberga. Även när vätgas säljs direkt på tub har en transportkostnad motsvarande 10 mil räknats med. Transportkostnaden till tankstationen är uträknad för ett kg vätgas enligt nedan vilket sedan drogs bort från intäkten per kg.

Bränslekostnaden per mil för lastbilen räknades ut genom ekvation 8.

$$\text{Bränslekostnad} \left[\frac{\text{SEK}}{\text{km}}\right] = \text{Bränslepris} \left[\frac{\text{SEK}}{\text{l}}\right] * 10 * \text{Bränsleförbrukning} \left[\frac{\text{l}}{\text{km}}\right] \quad (8)$$

Den totala timkostnaden för distribution av vätgas räknades ut genom ekvation 9.

$$\text{Timkostnad} [\text{SEK}] = \text{Hyra lastbil} + \text{Bränslekostnad} + \text{Timpris chaufför} \quad (9)$$

Växelflaken som har använts i studien rymmer 1470 Nm³ vätgas vilket innebär att en leverans med tre stycken växelflak skulle innehålla 396 kg vätgas när omvandlingsfaktorn presenterad i Tabell 2 används. Transporten för vätgas antas vara 20 mil, det vill säga fram och tillbaka till vätgastankstationen. En resa antas ta fyra timmar. Priset att transportera ett kg vätgas beräknas således enligt ekvation 10.

$$\text{Kostnad transport vätgas} \left[\frac{\text{SEK}}{\text{kg}}\right] = (\text{Timkostnad} [\text{SEK}] * 4)/396 \quad (10)$$

3.9 Enhetsomvandlingar

Vid omvandling av metan, koldioxid och vätgas mellan enheterna Nm³, kg och kWh har i beräkningarna följande omvandlingsfaktorer använts.

Tabell 4: Omvandling mellan Nm³, kg och kWh.

Gas	Nm ³	kg	kWh
Metan	1	0,833 kg	11,575
Koldioxid	1	1,815	-
Vätgas	1	0,0899	2,966

(Krafringen, 2020; Strandmöllen, u.å; Universal Industrial Gases, 2017; Energigas Sverige, 2019; Vätgas Sverige, 2020c).

4. Data

4.1 Anläggningarnas specifikationer

I Tabell 5 visas de för beräkningarna relevanta specifikationerna för Electrochaeas metananläggning BioCat samt Euromekaniks vätgasanläggning ME 450/1400. Vid elektrolysprocessen frigörs vid båda anläggningarna en del lågvärdig värme på 60 °C. Eftersom att denna värme anses ha för låg temperatur för att kunna säljas på fjärrvärmenätet har dess storlek ej specificerats. Vid metaniseringen frigörs högvärdig värme på 80 °C vilken antas kunna säljas till fjärrvärmenätet.

Tabell 5: Specifikationer för anläggningarna.

Specifikationer	ME 450/1400	BioCat
Vattenanvändning (l/h)	280	160
Nominell vätgasproduktion (Nm ³ /h)	210	200
Nominell syrgasutmatning (Nm ³ /h)	105	100
Nominell koldioxidinmatning (Nm ³ /h)	-	50
Installerad effekt för metanisering (kW)	-	45
Nominell metangasutmatning (Nm ³ /h)	-	50
Nominell utmatning termisk energi (kW _{th})	-	130
Energiomvandlingseffektivitet elektrolys (%)	74	-
Totala effektiviteten för systemets energiomvandling (%)	-	52-58

(Electrochaea, 2020; Euromekanik, u.å.)

4.2 Investeringskostnader

Investeringskostnaden för Euromekaniks elektrolysöranläggning är 1,8 MEUR. För omräkning mellan EUR och SEK har valutakursen för den 31:a oktober 2020 på 0,097 EUR/SEK valts (Dagens industri, 2020). De årliga service- och underhållskostnaderna är ungefär 5% av investeringskostnaden (Rydebrink, 2020). Denna siffra på 5% kommer även att användas för service- och underhållskostnad för BioCat-anläggningen.

Som nämnts i bakgrunden är de nuvarande investeringskostnaderna för alkaliska elektrolysörer 800-1500 €/kW och biologiska metaniseringsanläggningar 400-1980 €/kW. Då båda dessa tekniker förväntas ha lägre investeringskostnader i framtiden samt att teknikerna är i snabb utveckling användes i denna studie det lägsta priset per kW av dagens investeringskostnader, alltså 800 €/kW för elektrolysören och 400 €/kW för metaniseringsanläggningen. Investeringskostnaden för den kombinerade anläggningen presenteras i ekvation 11, där P_e är effekten på elektrolysören, 1000 kW, och P_m effekten på metaniseringsanläggningen, 45 kW.

$$\text{Investeringskostnad [SEK]} = \frac{(800P_e[\text{kW}] + 400P_m[\text{kW}])}{0,097} \quad (11)$$

I Tabell 6 är investeringskostnaderna presenterade.

Tabell 6: Investeringskostnader för anläggningarna.

Storlek	Investeringskostnad (SEK)
Euromekaniks vätgasanläggning	18 557 000
BioCats metananläggning	8 432 000

Investeringskostnaden för membrankompressorn som komprimerar vätgasen är 5 MSEK (Rydebrink, 2020). En kompressor antas räcka till den producerade mängden gas från anläggningarna. Lagringen av vätgasen som sedan genom en bränslecell ska omvandlas tillbaka till el i fallet för PtGtP sker i en container med ett pris på ungefär 2 MSEK. Om containern fylls och töms en gång per vecka, vilket antas i denna studie, blir kostnaden för lagringen utslaget per kilo vätgas 1,85 SEK/kg (Nilsson, 2020). Regulatören som krävs för att sänka vätgstrycket efter lagringen har som tidigare nämnts ett pris på 1375 SEK och en kapacitet på 30 Nm³ vätgas i timmen. Med kapaciteten på bränslecellen på 75 Nm³ vätgas i timmen krävs tre stycken regulatorer till en total kostnad av 4125 SEK.

Bränslecellerna med en effekt på 100 kW kostar 2 MSEK (Thorsson, 2020). Med hänsyn till livslängden på bränslecellerna har det i beräkningarna inkluderats en reinvestering av dessa efter 10 år. Att investera i ett litet antal bränsleceller innebär att en mindre mängd elektricitet kan säljas tillbaka till elnätet när elpriset är högt, medan ett stort antal bränsleceller innebär en stor investeringskostnad. Investeringskostnaden för växelflaken som används vid transporten av vätgas erhöles från gasföretaget Linde som beskrev att priset för ett växelflak ligger mellan 20 000-200 000 SEK. I beräkningarna har det därför antagits att flaken kostade 100 000 SEK per flak. En lastbil har möjlighet att transportera tre stycken flak åt gången och därför antogs det att fyra stycken flak behövs då ett flak hela tiden ska kunna fyllas även om lastbilen är iväg och levererar gas.

4.2.1 Anslutningskostnad för gasnät samt fjärrvärmenät

Enligt Martin Görling på Gasnätet Stockholm finns det ingen fast kostnad för att ansluta som producent till gasnätet. Det som kunden betalar för är självkostnadspriset för byggkostnaden att ansluta anläggningen. Denna kostnad beror därför på många faktorer, bland annat avstånd till närmaste fjärrvärmenät, byggnadssituation och trafiksituation. Generellt kan det vara allt från 100 000 SEK och uppåt. Gasnätet Stockholm ska inom kort publicera ett erbjudande att industrier placerade inom Västberga industriområde kan ansluta sig till nätet till en kostnad på 300 000 SEK (Martin Görling, 2020). Denna kostnad har därför använts i rapporten.

Kostnad för anslutning till fjärrvärmenätet uppskattades av Anders Månsson, fjärrvärmeexpert på WSP, till 300 000-500 000 SEK för 50 meter med standardrör

DN150. På grund av detta kommer det i denna studie att användas ett värde på 400 000 SEK för kostnad av anslutning till fjärrvärmenätet.

4.3 Koldioxidpris

Från företaget Lindes prislista gällande från och med 1:a augusti 2020 finns pris på koldioxid för industri satt till 39,41 SEK/kg. Förutom detta pris tillkommer en grundavgift på 2096 SEK/månad samt en transportavgift på 263 SEK/leverans. Koldioxiden kommer i flytande form och grundavgiften inkluderar en förgasare med kapacitet på fem kg i timmen (Linde, 2020). Antal förgasare som används i studien varierar beroende på hur många timmar anläggningen körs vilket påverkar koldioxidkostnaden. Antal årliga leveranser har uppskattats till tolv stycken; i genomsnitt en per månad.

4.4 Distribution av vätgas

Transport och distribution av vätgas sker enbart genom lastbilar då det ännu inte finns någon utbyggd infrastruktur för gasen. Genomsnittsförbrukning av diesel för tunga lastbilar är 0,43 l/km (Väg- och transportforskningsinstitutet, 2000). Det använda värdet på dieselpriiset motsvarar priset den 14:e oktober 2020 och är 13,98 SEK/l (Circle K, 2020). Linde som är en distributör av vätgas gör det genom växelflak med volymen 1470 Nm³ och tre flak per lastbil (Mjörnling, 2020). På grund av detta kommer samma metod att användas i denna studie då den speglar verkligheten. Vid omvandling av volymen till kg erhålls att en leverans rymmer 396 kg vätgas.

Hyra för lastbilen har antagits till 300 SEK per timme vilket är baserat på efterforskningar om timpris med hänsyn till att lastbilen kommer att hyras in under en stor del av året. Kostnaden för chauffören av lastbilen har antagits till 500 SEK per timme vilket då antas täcka alla omkostnader.

Bränslekostnaden blev 60,1 SEK per mil vilket motsvarar 1202,3 SEK för en genomsnittlig leverans som är uppskattad till 20 mil. En leverans med tre växelflak innehåller 396 kg vätgas vilket ger en total transportkostnad på 18,2 SEK/kg.

4.5 Intäkter vätgas, metan och värme

I en förstudie från 2020 om förnybar vätgasproduktion för transporter i Kronobergs län har priset för vätgas på tankstationer angetts till 80-100 SEK/kg inklusive moms (Energikontor Sydost, 2020). I denna studie har därför 90 SEK/kg valts som pris då det utgör värdet i mitten av intervallet. Från detta pris har först momsen på 25% subtraherats men även en marginal på 15% då vätgasen inte kommer att säljas direkt till slutkund. Slutligen subtraherades transportkostnaden på 18,2 SEK/kg. Intäkten för vätgas till tankstation blev således 58,3 SEK/kg. Marknadspriset för att köpa in vätgas på tub som rymmer 3,6 Nm³ motsvarande 0,3 kg är 929 SEK (Linde Gas, 2020). När

gasbehållarens pris på 349 SEK (Gasolfyllarna, 2020) samt transportkostnaden på 18,2 SEK/kg hade subtraherats så erhöles en intäkt för vätgas på tub på 915,2 SEK/kg.

I denna studie har metangasen antagits kunnas säljas till gasnätet. Enligt Stefan Dahlgren, gasexpert på WSP, kan intäkten från en sådan försäljning uppskattningsvis vara 0,7 SEK/kWh.

På Energimarknadsinspektionens hemsida finns tekniska uppgifter över fjärrvärmeföretagens verksamheter. Där kan det i en excelfil med statistik över "Levererad värme per prisområde" ses att Stockholm Exergi som är fjärrvärmeleverantör i Västberga år 2018 erhöles en total intäkt för värme i lokaler på 1 425 258 000 SEK med en total mängd levererad värme på 1755,2 GWh. (Energimarknadsinspektionen, 2019b). Detta resulterar i ett pris på värmen på 0,81 SEK/kWh.

5. Resultat

5.1 PtG

Nedan presenteras de erhållna resultaten för PtG där ett elpris under eller lika med 350 SEK/MWh presenteras först, följt av resultaten för alla årets timmar. Efter det presenteras resultaten för hur lönsamheten beror av elpriset vilket slutligen följs av en känslighetsanalys där några av de viktigaste parametrarna varieras. Det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet kommer ibland att benämnas som det nuvärdesberäknade resultatet men dessa två begrepp åsyftar samma sak.

5.1.1 Elpris $\leq$ 350 SEK/MWh

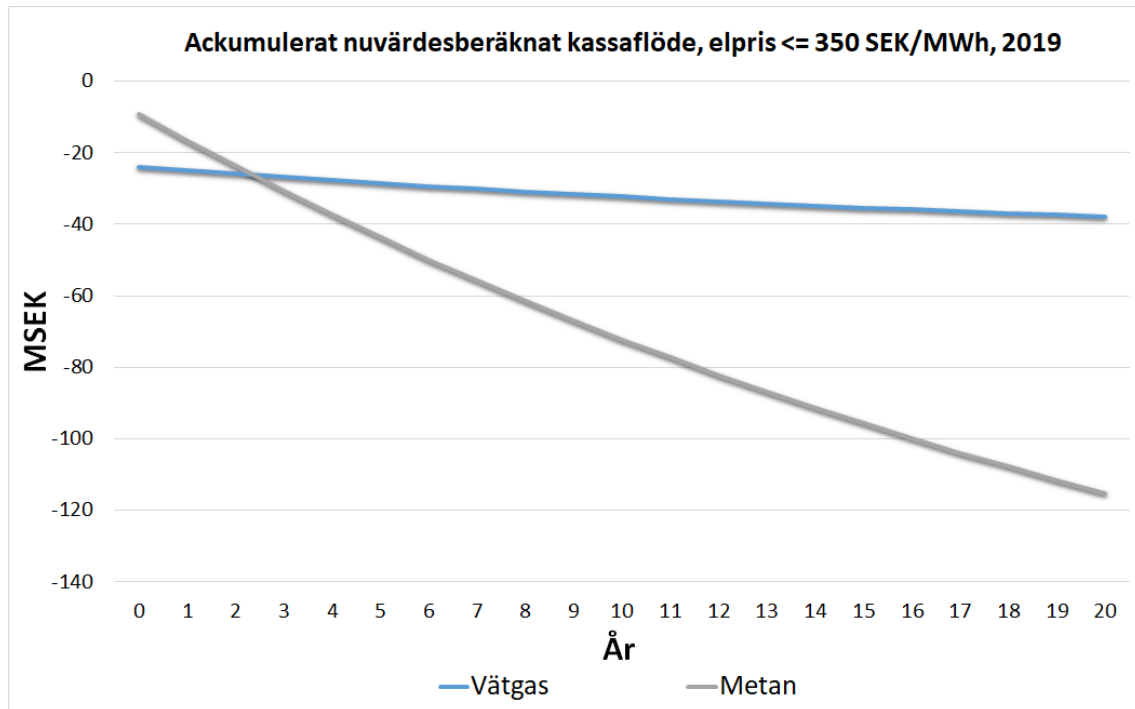
För ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh körs anläggningen 1814 timmar om året till en kostnad för elen på 483 000 SEK. I Tabell 7 ses den producerade mängden gas för respektive anläggning.

Tabell 7: Producerad mängd gas när anläggningarna körs vid ett elpris lika med eller mindre är 350 SEK/MWh år 2019.

	Vätgas	Metan
Producerad gas (kg)	34 239	75 583

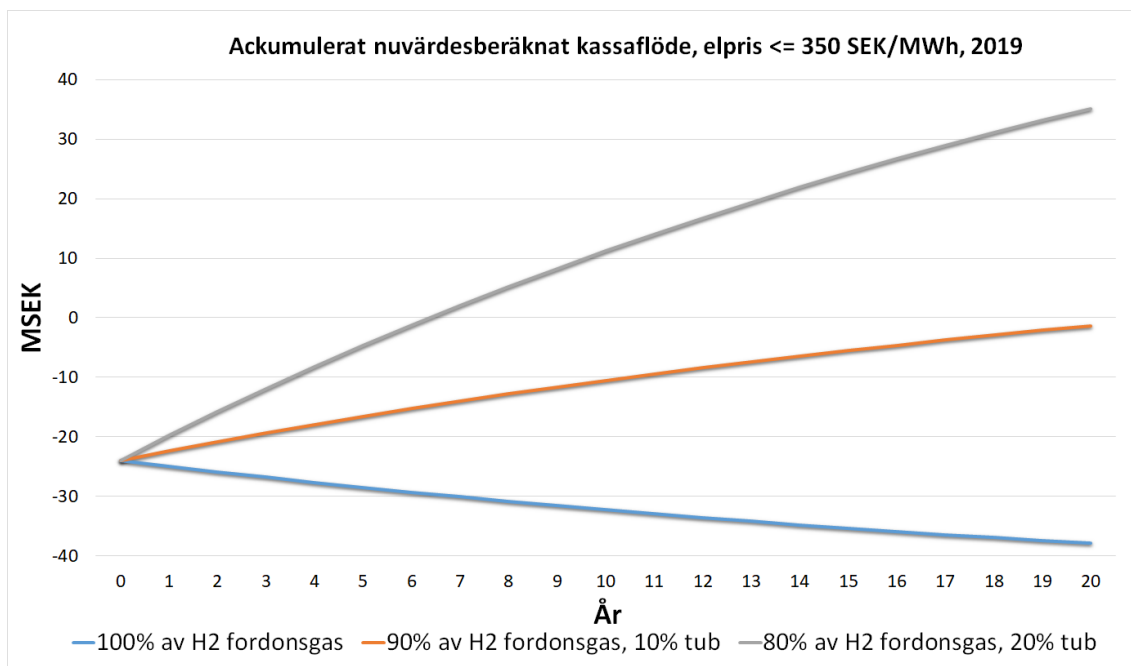
Med denna drift av anläggningen ses i Figur 8 det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet för anläggningens livslängd för de två gasproduktionsfallen vätgas samt

metan. Som kan ses i figuren är de årliga kostnaderna större än intäkterna för båda fallen och metan uppvisar mycket sämre lönsamhet än vätgasen. I vätgasanläggningen är det nuvärdesberäknade resultatet efter 20 år negativt med ungefär 38 MSEK och i metananläggningen negativt med ungefär 115 MSEK.



Figur 8: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningarna körs vid elpriser lika med eller under 350 SEK/MWh för 2019 års elpriser.

Då intäkten för vätgas på tub till andra ändamål än fordonsgas skiljer sig mycket från intäkten för vätgas till tankstation har simuleringar gjorts med en andel som säljs på tub för att undersöka lönsamheten vid denna försäljning. I Figur 9 presenteras detta resultat. Som kan ses blir anläggningen lönsam om 20% av vätgasen säljs på tub med ett nuvärdesberäknat resultat på ungefär 35 MSEK.



Figur 9: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen som endast producerar vätgas körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK/MWh för 2019 års elpriser samt olika försäljningsandel till fordonsgas kontra tub.

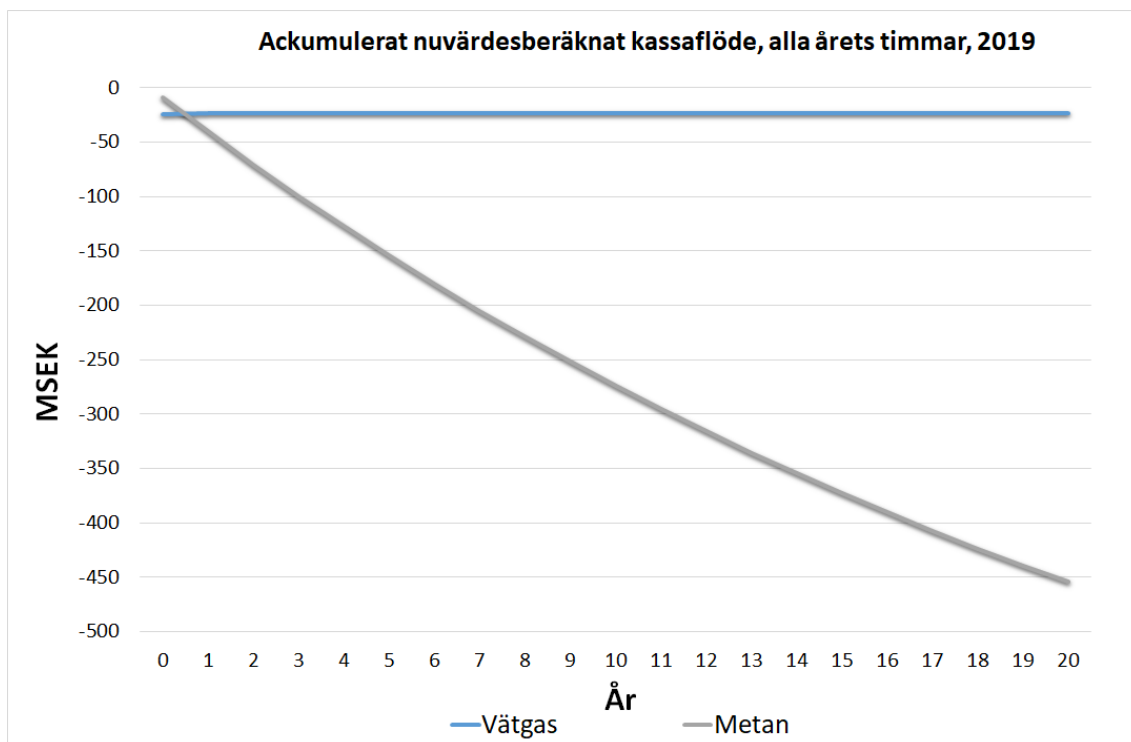
5.1.2 Alla årets timmar

Vid en kontinuerlig drift av anläggningen, det vill säga att ingen hänsyn tas till att produktionen sker när elpriset är lågt så producerar anläggningen den mängd gas som presenteras i Tabell 8.

Tabell 8: Producerad mängd gas när anläggningarna körs alla årets timmar år 2019.

	Vätgas	Metan
Producerad gas (kg)	165 340	365 000

Vidare erhöles resultatet presenterat i Figur 10. I den kan det ses att anläggningen som producerar vätgas har nått ett negativt nuvärdesberäknat resultat efter 20 år på ungefär 24 MSEK. Anläggningen som producerar metan har ett negativt nuvärdesberäknat resultat på ungefär 455 MSEK. För anläggningen som producerar vätgas kan det ses att ju fler timmar som anläggningen är i drift desto större blir det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet då anläggningen har ett årligt kassaflöde på 35 000 SEK. Anläggningen som producerar metan minskar däremot lönsamheten i takt med antalet drifttimmar. Viktigt att ha i åtanke är att vid produktion under årets samtliga timmar blir den producerade gasmängden mycket stor samt att det i studien antas att all producerad gas säljs, vilket med dagens gasanvändning kan verka orimligt.



Figur 10: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningarna körs för alla årets timmar för 2019 års elpriser för vätgas samt metan.

Det är tydligt att det är mycket mer lönsamt att sälja vätgas än metan. I Tabell 9 finns presenterat vad nettointäkten per kWh vätgas och metan är, kalkylerat med hänsyn till anläggningarnas 20-åriga livslängd och att anläggningarna producerar gas samtliga årets timmar. För metan har intäkter från överskottsvärmen inberäknats då den går att sälja till fjärrvärmenätet. Som kan ses är nettointäkten per kWh för vätgas positiv medan den för metan är negativ.

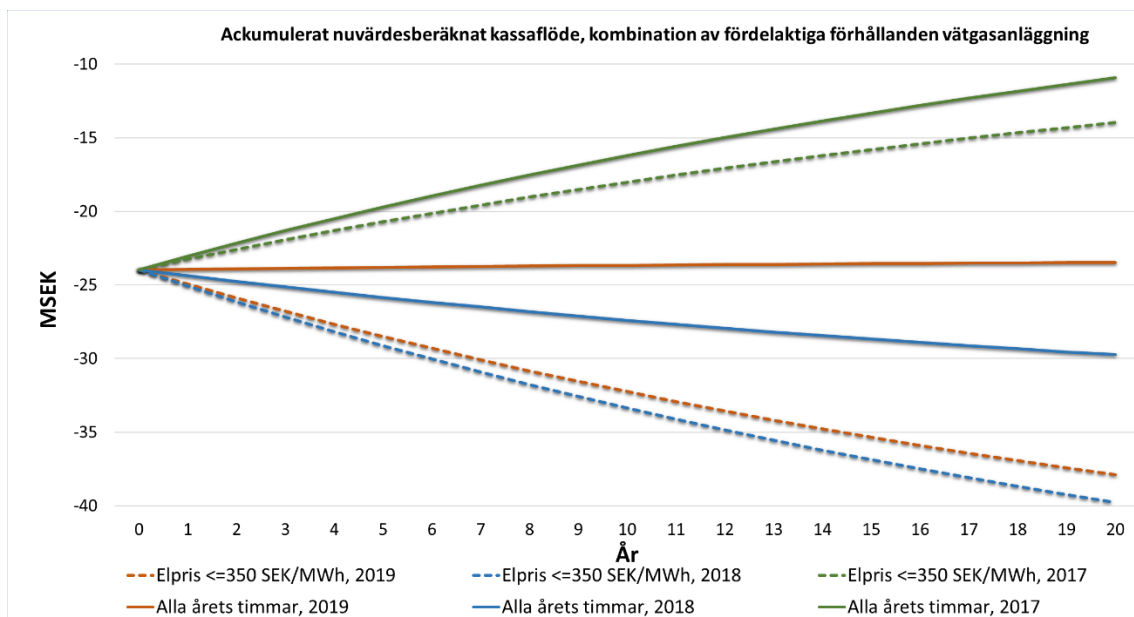
Tabell 9: Nettointäkt för metan och vätgas.

	Metan	Vätgas
Nettointäkt (SEK/kWh)	-4,40	0,005

5.1.3 Elprisinverkan

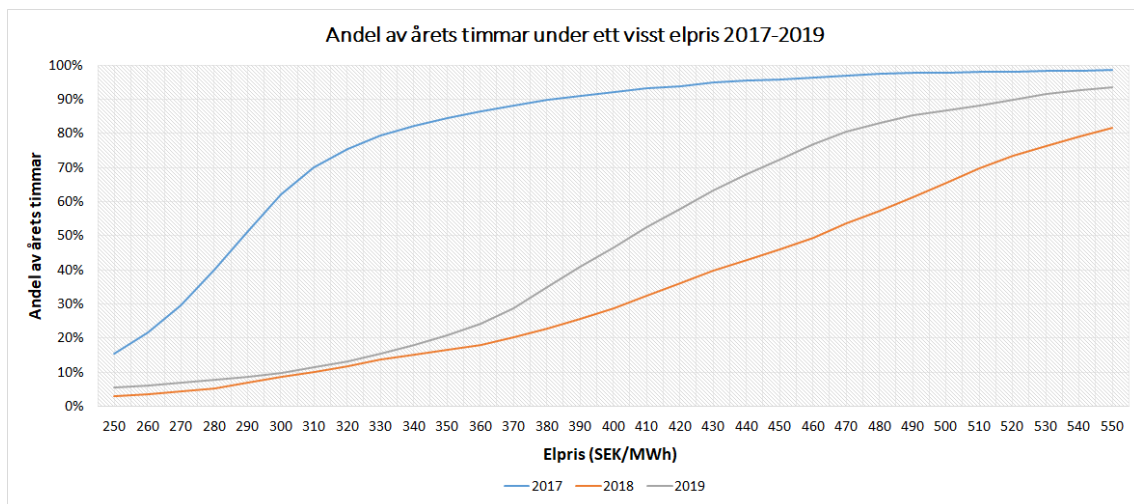
Som tidigare presenterats har elprisets genomsnittspris varierat kraftigt. I och med att elprisets framtida utveckling är okänd blev det därför av vikt att undersöka lönsamheten för olika elpris för att se hur lönsamheten svarar mot det. Då de ekonomiska beräkningarna för anläggningen som producerar metan uppvisar kraftigt negativa nuvärdesberäknade resultat har elprisinverkan därför undersökts enbart för vätgasproduktion. I Figur 11 är det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet för åren 2017-2019 presenterat för vätgasproduktion, både för produktion vid ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar. Som kan ses har elpriset

stor inverkan med avseende på år 2017 när elpriset var lågt. 2017 års elpriser resulterade i ett nuvärdesberäknat resultat på -14 MSEK för ett elpris mindre än eller lika med 350 SEK/MWh medan samma resultat för år 2018 blev -40 MSEK.



Figur 11: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK för vätgasanläggningen, elprisdata för åren 2017-2019.

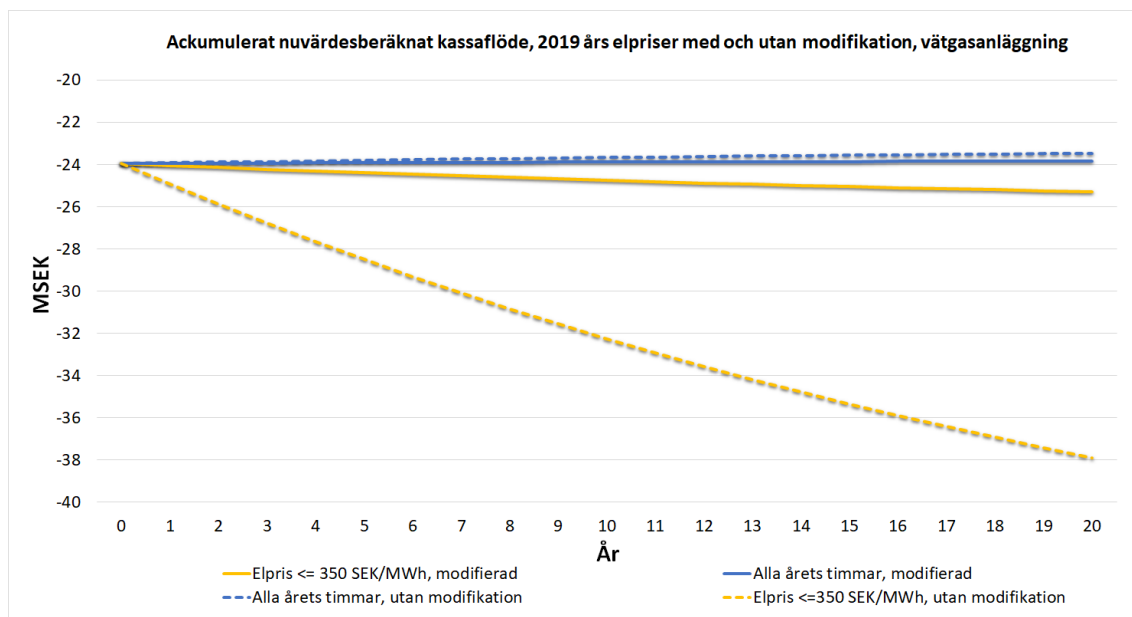
Hur elpriset varierar för olika elpriser under ett år är presenterat i Figur 12. Skillnaden för 2017 års elpris jämfört med de två andra åren är tydlig. För en given gräns kommer således antalet drifttimmar att vara mycket större år 2017.



Figur 12: Andel av årets timmar som elpriset är under eller lika med ett givet elpris, åren 2017-2019.

Vidare undersöktes ett modifierat elpris baserat på 2019 års elpriser. Det nuvärdesberäknade resultatet för 350 SEK/MWh blev -25 MSEK medan det nuvärdesberäknade resultatet för alla årets timmar blev -24 MSEK. Resultaten ses i Figur 13. Som det kan ses i figuren har lönsamheten för anläggningen som producerar

vätgas vid ett elpris lika med eller under 350 SEK/MWh förbättras med över 12 MSEK medan anläggningen som körs alla årets timmar försämrar sin lönsamhet.



Figur 13: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde när anläggningen körs vid elpriserna lika med eller under 350 SEK och för all årets timmar för 2019 års elpris med och utan modifikation.

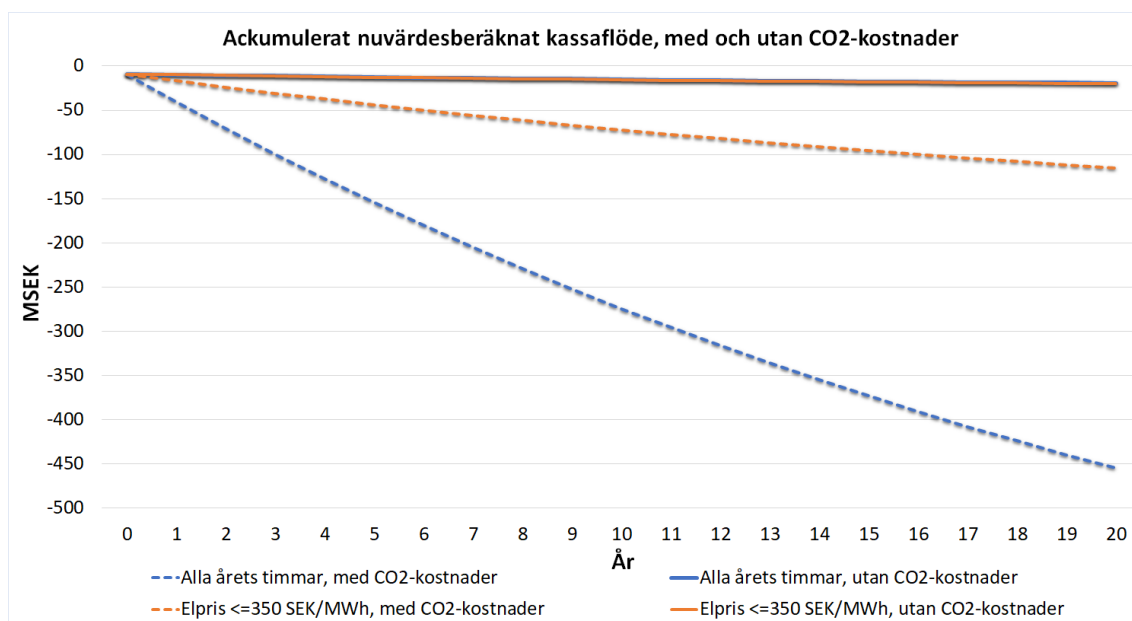
Av intresse blir således även vad elpriset behöver vara för att uppnå lönsamhet. Om anläggningen producerar vätgas under alla årets timmar blir elkostnaden år 2019 totalt 3 552 000 SEK vilket innebär ett elpris på 405,5 SEK/MWh i genomsnitt. För att uppnå break-even krävs en total elpriskostnad på 1 837 000 vilket ger ett genomsnittligt elpris på 209,7 SEK/MWh. Om anläggningen endast producerar vätgas när elpriset är lågt, vid 350 SEK/MWh i föreliggande studie, blir totalkostnaden 483 000 SEK totalt vilket ger ett snittpris på 266,5 SEK/MWh. För anläggningen att gå break-even skulle det krävas en intäkt för elen på 2 288 000 SEK, vilket motsvarar ett genomsnittligt elpris på -1261,3 SEK/MWh.

5.2 Känslighetsanalys PtG

5.2.1 Koldioxidkostnad

Om någon form av avtal upprättas med en producent av koldioxid kan det möjligtvis erhållas utan kostnad eller som en intäkt eftersom att koldioxid är en växthusgas som företag kan behöva betala för att släppa ut. Kostnaden består av skatter och utsläppsrätter och enligt OECD bör denna kostnad höjas för att länder ska ha möjlighet att klara sina åtaganden enligt Parisavtalet (Lindholm, 2018). I och med denna möjlighet har lönsamheten för anläggningen som producerar metan undersökts utan koldioxidkostnad. I Figur 14 är detta resultat presenterat. De streckade linjerna är resultatet innan koldioxidkostnaden togs bort. Utifrån figuren kan det ses att koldioxidkostnaden har mycket stor påverkan på lönsamheten på anläggningen,

speciellt när anläggningen körs under alla årets timmar. För ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh blir det nuvärdesberäknade resultatet -20 MSEK vilket kan jämföras för det med koldioxid på -115 MSEK. För alla årets timmar blir det nuvärdesberäknade resultatet -19 MSEK vilket kan jämföras med det nuvärdesberäknade resultatet på -455 MSEK med koldioxidkostnad. Som ses i Figur 14 ligger graferna på varandra för fallen när inga koldioxidkostnader räknas med och anläggningen köper in el både alla årets timmar och för ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh.

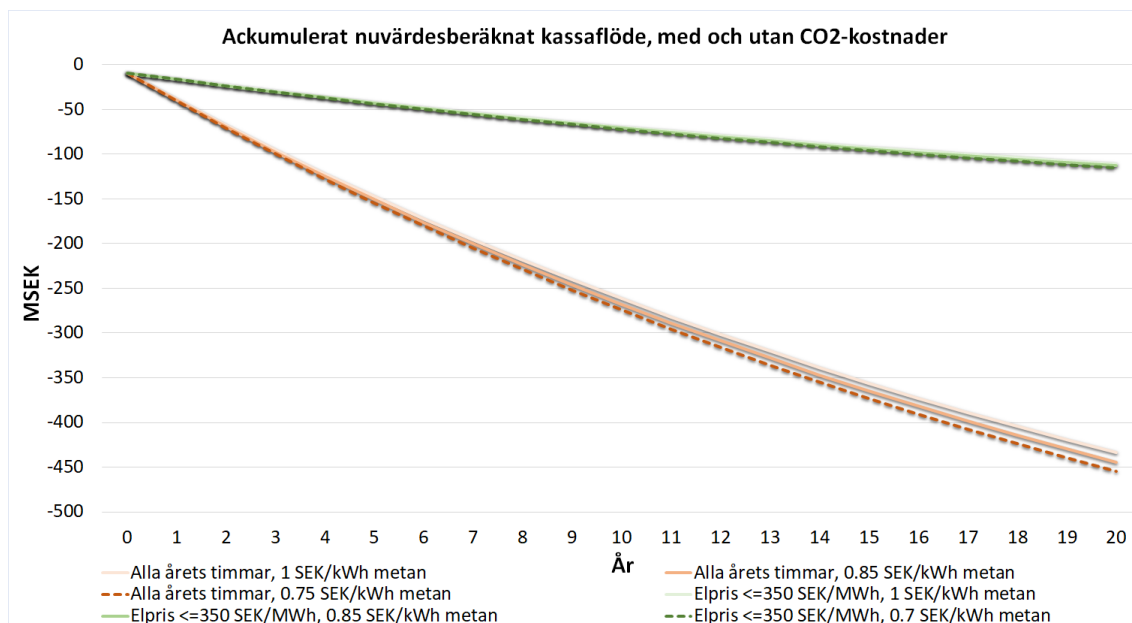


Figur 14: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar, med och utan koldioxidkostnad för 2019 års elpriser.

Om användningen av koldioxid skulle leda till en intäkt krävs för anläggningen som körs när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh, en intäkt för koldioxiden på 8792 SEK/ton för att gå break-even efter 20 år. Anläggningen använder 165 ton koldioxid per år vilket då skulle innebära en total årlig intäkt på 1 447 000 SEK. För anläggningen som producerar metan alla årets timmar krävs en koldioxidintäkt på 1770 SEK/ton. Anläggningen kräver 795 ton koldioxid vilket motsvarar en intäkt på 1 407 000 SEK per år.

5.2.2 Metanpris

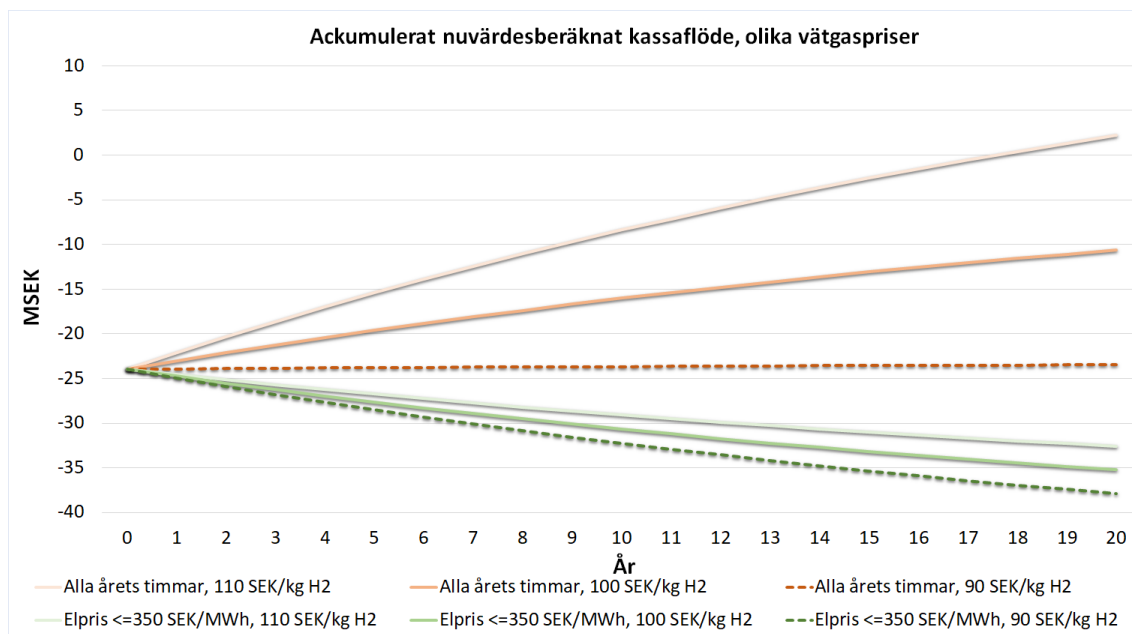
I originalsimuleringen var metanpriset 0,7 SEK/kWh, vilket i känslighetsanalysen varierades till 0,85 samt 1 SEK/kWh. Metanpriset varierades endast uppåt då anläggningen redan visar så pass dålig lönsamhet vid dagens pris. I Figur 15 ses resultatet från denna känslighetsanalys. Här blir det tydligt att en sådan förändring ger mycket liten påverkan på den slutgiltiga lönsamheten, speciellt i fallet där anläggningen körs när elpriset är mindre än eller lika med 350 SEK/MWh.



Figur 15: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar år 2019 med olika försäljningspriser på metanen.

5.2.3 Vätgaspris

Marknadspriset för vätgas på tankstation är 80-100 SEK/kg, varför 90 SEK/kg valdes som försäljningspris. I Figur 16 ses resultatet för när detta försäljningspris istället är 100 och 110 SEK/kg för ett elpris under eller lika med 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar. I figuren är ursprungssimuleringarna streckade och de nya simuleringarna heldragna. Som det kan ses i figuren påverkas det nuvärdesberäknade resultatet positivt med några miljoner kronor när vätgaspriset ändras och anläggningen blir lönsam när försäljningspriset är 110 SEK/kg.

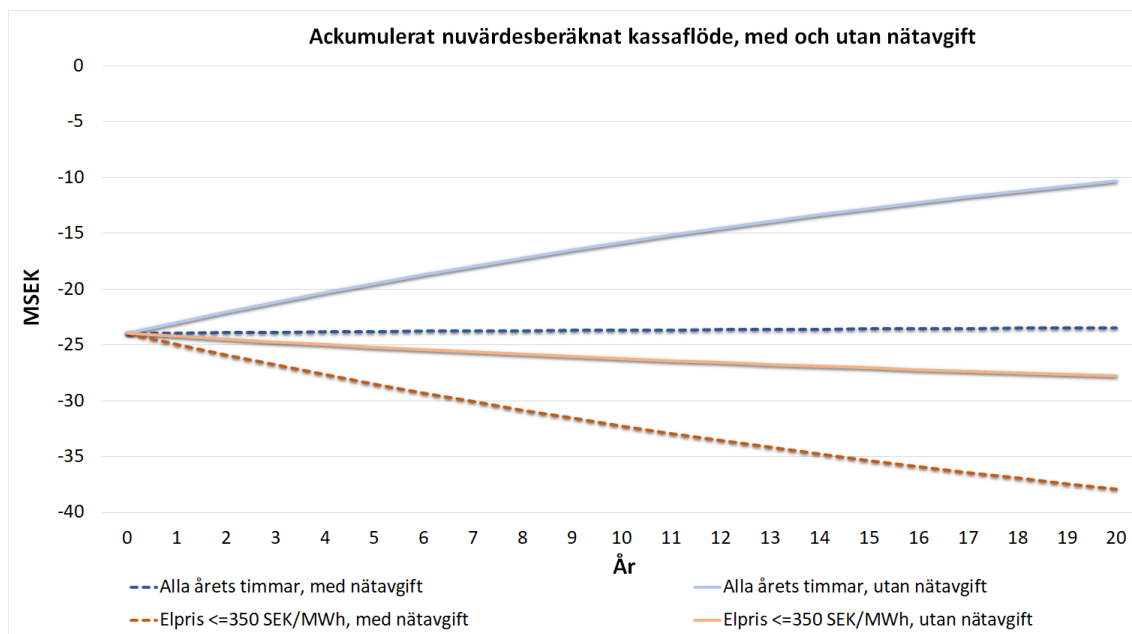


Figur 16: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpris med olika priser på vätgasen.

Av intresse är även att se vad vätgaspriset behöver vara för att en elektrolysöranläggning ska gå break-even efter 20 år. Resultaten från upprepade simuleringar visade att vätgaspriset behöver vara 233 SEK/kg inklusive moms för ett elpris mindre eller lika med 350 SEK/MWh för att gå break-even efter 20 år. Om vätgasanläggningen körs alla årets timmar krävs ett försäljningspris för vätgasen på 109 SEK/kg.

5.2.4 Nätavgift

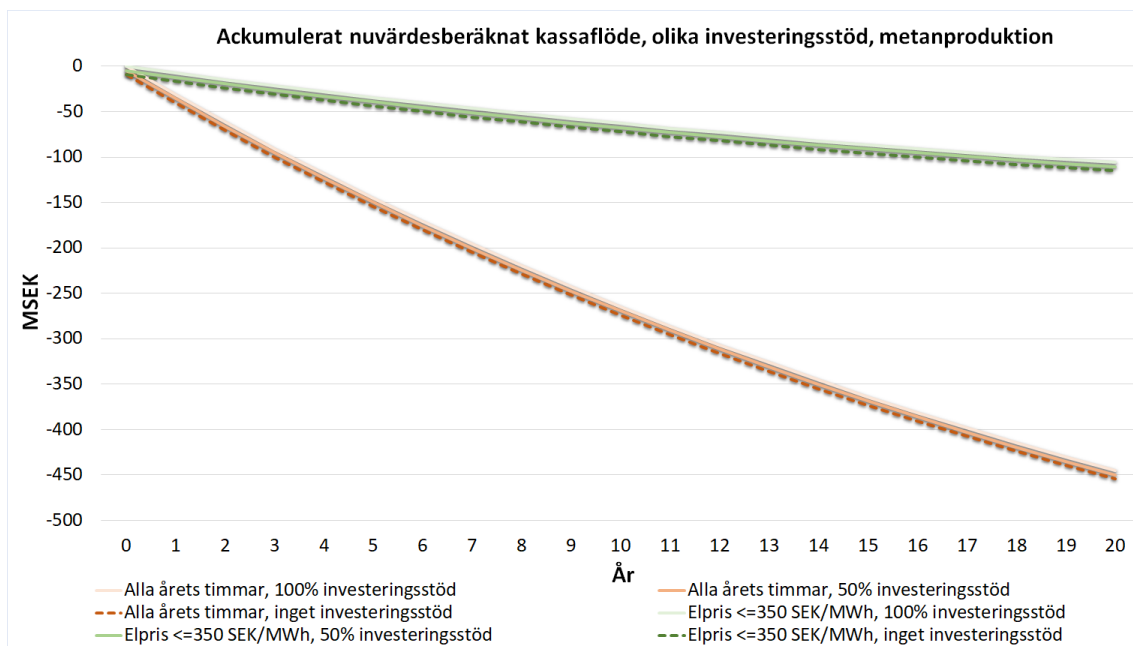
Om vätgasanläggningen skulle läggas på ett IKN och därmed inte behöva betala någon nätavgift skulle de årliga kostnaderna minska med ungefär 0,7 respektive 1 MSEK för ett elpris under 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar. Detta har enbart undersökts för vätgasanläggningen eftersom att metananläggningen uppvisar så pass dålig lönsamhet. Resultatet är presenterat i Figur 17. I figuren kan det ses att lönsamheten i båda fallen förbättras med flera miljoner kronor men att det fortfarande visar ett negativt nuvärdesberäknat resultat efter 20 år.



Figur 17: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan nätavgift.

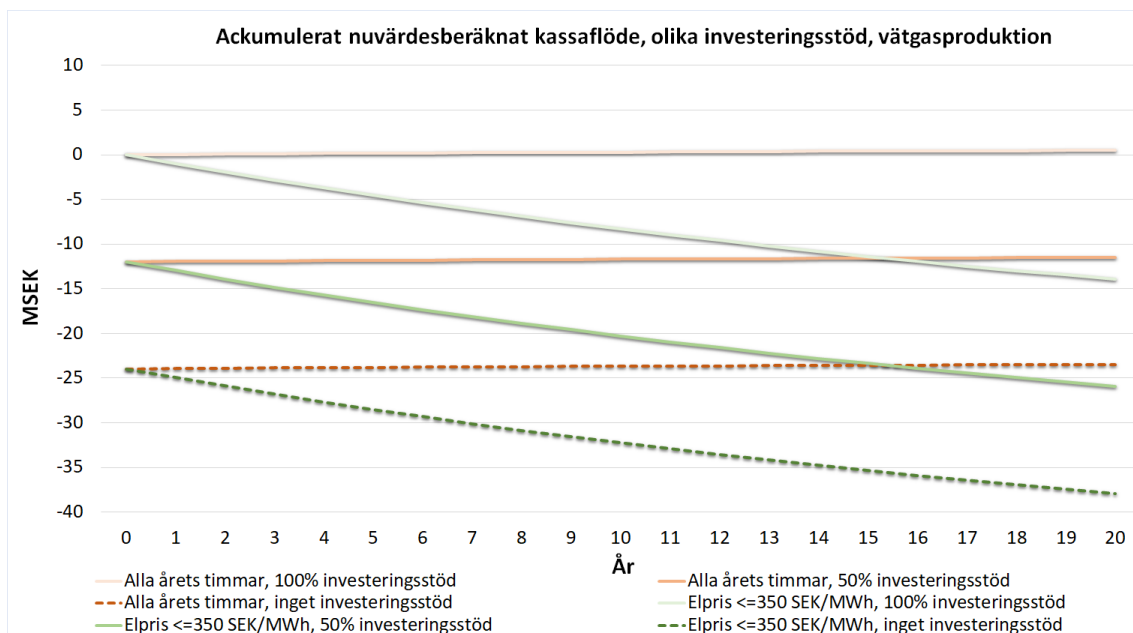
5.2.5 Investeringsstöd

Då det finns en stor sannolikhet att ett projekt som detta skulle beviljas finansiellt stöd har detta analyserats med hänsyn till påverkan på anläggningens lönsamhet. I känslighetsanalysen har stödet varierats från originalfallet utan stöd till ett finansiellt stöd på 50 respektive 100% av de totala investeringskostnaderna på ca 9 MSEK för metanläggningen och ca 24 MSEK för vätgasanläggningen. De årliga underhållskostnaderna har inte påverkats av detta utan var fortfarande 5% av vad investeringskostnaden skulle ha varit utan stöd. I Figur 18 visas det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet för metaniseringsanläggningen med originalfallet, 50% investeringsstöd och 100% investeringsstöd. Det kan ses att trots investeringsstödet så skiljer sig det nuvärdesberäknade resultatet efter 20 år ytterst lite.



Figur 18: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan investeringsstöd på 50 respektive 100% av investeringskostnaden.

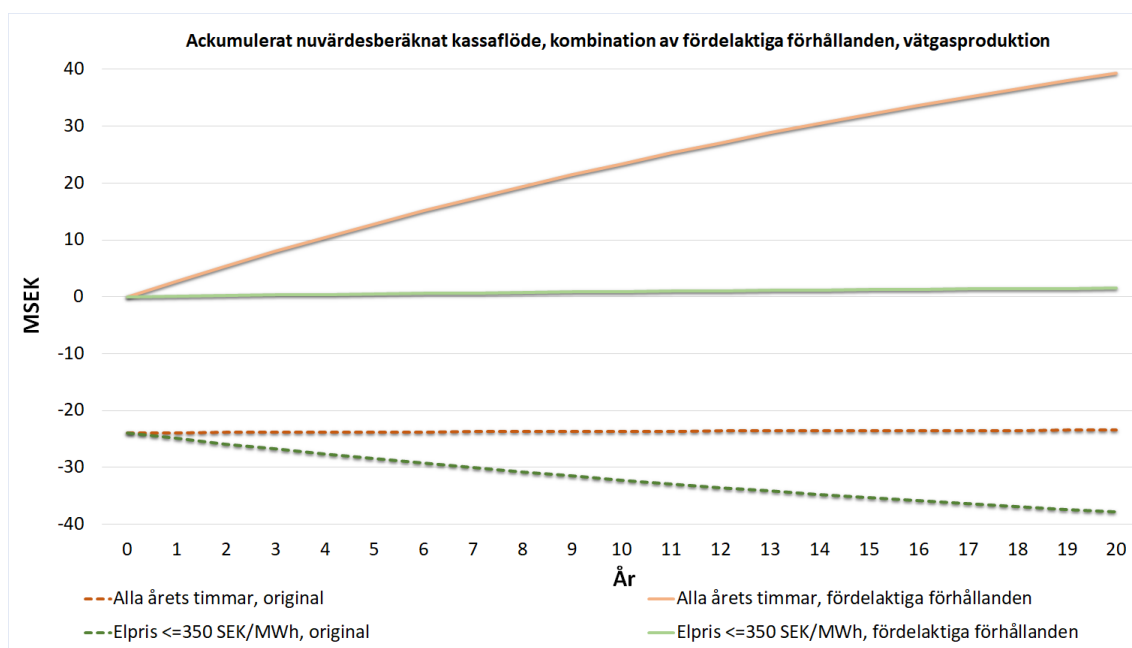
I Figur 19 ses det ackumulerade nuvärdesberäknade kassaflödet för vätgasproduktion med 50 och 100% investeringsstöd. Som kan ses är vätgasanläggningen med 100% investeringsstöd och som producerar vätgas alla årets timmar det enda fall som uppvisar lönsamhet, detta med ett nuvärdesberäknat resultat på 0,5 MSEK efter 20 år.



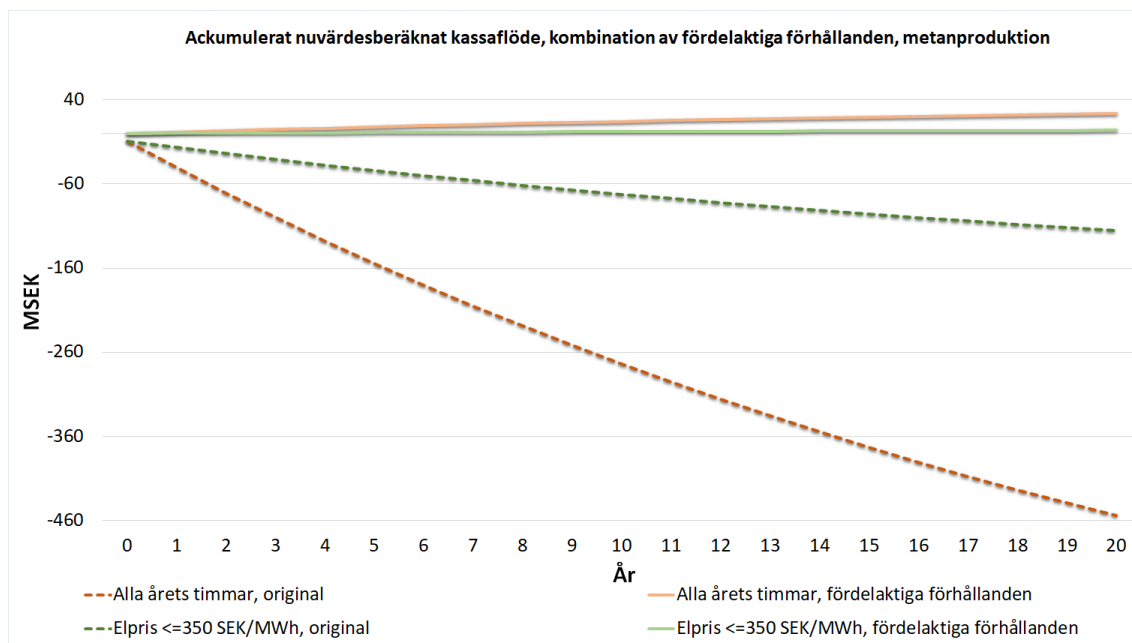
Figur 19: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion när elpriset är mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med och utan investeringsstöd på 50 respektive 100% av investeringskostnaden.

5.2.6 Kombination av fördelaktiga scenarion

För att få en uppskattning på vilken av de undersökta förändringarna i känslighetsanalysen som är av störst betydelse för lönsamheten kombinerades det mest fördelaktiga scenariot från respektive känslighetsanalys ihop i en graf. För vätgasanläggningen undersöktes således ett vätgaspris på 110 SEK/kg tillsammans med ingen nätavgift samt ett investeringsstöd på 100%. För metananläggningen undersöktes ett metanpris på 1 SEK/kWh i kombination med att ingen nätavgift behöver betalas, ett investeringsstöd på 100% samt inga koldioxidkostnader. Det nuvärdesberäknade resultatet för vätgasanläggningen som köper in el vid ett elpris under eller lika med 350 SEK/MWh blir ungefär 2 MSEK vilket kan jämföras med originalfallet på -39 MSEK. För alla årets timmar blir det nuvärdesberäknade resultatet med fördelaktiga förhållanden 39 MSEK vilket kan jämföras med -24 MSEK för originalfallet. Se Figur 20. För de fördelaktiga förhållandena för metananläggningen erhålls nuvärdesberäknade resultat på 4 respektive 24 MSEK när anläggningen körs de timmar då elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh respektive alla årets timmar, vilket kan jämföras med -115 och -455 MSEK för originalfallen. Se Figur 21.



Figur 20: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för vätgasproduktion med ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med 100% investeringsstöd, vätgaspris på 110 SEK/kg samt utan nätavgift.



Figur 21: Ackumulerat nuvärdesberäknat kassaflöde för metanproduktion med ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar för 2019 års elpriser med 100% investeringsstöd, utan koldioxidkostnad och nätavgift samt ett metangaspris på 1 SEK/kWh.

5.3 Jämförelse PtG

I Tabell 10 ses en sammanställning av de undersökta fallen för PtG där lönsamhet uppnås, sorterat utefter relativ lönsamhet. Tabellen visar att det som påvisar högst lönsamhet är fallet för metanproduktion tillsammans med fördelaktiga förhållanden. De lönsamma fallen utan olika sorters av finansiellt stöd är vätgasproduktion där 20% av vätgasen säljs på tub samt när vätgasen säljs till ett pris på 110 SEK/kg. Noterbart är att tabellen nedan troligtvis skulle innehålla fler fall som påvisar lönsamhet om även de andra åren hade studerats för samma fall som med år 2019.

Tabell 10: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för de undersökta fall där lönsamhet uppnås.

Gasproduktion	Drifttimmar	Nuvärdesberäknat Resultat (MSEK)	Kapitalvärdeskvot
Metan kombination av fördelaktiga förhållanden	Alla årets timmar	23,9	2,62
Vätgas kombination av fördelaktiga förhållanden	Alla årets timmar	39,2	1,64
Vätgas 80% fordonsgas 20% tub	Alla årets timmar	35,2	1,47
Metan kombination av fördelaktiga förhållanden	Elpris <=350	3,8	0,42
Vätgaspris 110 SEK/kg	Alla årets timmar	2,2	0,09
Vätgas kombination av fördelaktiga förhållanden	Elpris <=350	1,5	0,06
Vätgas 100% investeringsstöd	Alla årets timmar	0,5	0,02

5.4 PtGtP

I Tabell 11 visas resultatet för PtGtP-anläggningen där el köps in de 25% av årets timmar med lägst elpris. Anläggningen köper då in el under 2190 timmar, totalt 2190 MWh, vilket med 2019 års elpriser resulterar i att el köps in så länge som elpriset är under eller lika med 361,86 SEK/MWh. Med förluster i elektrolysör, kompressor och bränsleceller resulterar detta i att totalt 607 MWh kan säljas tillbaka till nätet, vilket motsvarar en total elverkningsgrad i hela processen på ca 28%. Samma mängd värme på 607 MWh kan även säljas till fjärrvärmenätet. I tabellen presenteras hur det nuvärdesberäknade resultatet efter 20 år samt kapitalvärdeskvoten beror av antalet inköpta bränsleceller då dessa har en hög investeringskostnad och påverkar hur mycket el som timvis kan säljas tillbaka till nätet. Detta påverkar således också under hur många timmar som elen ska säljas tillbaka på. Genom att ha flera bränsleceller ökar möjligheten att sälja tillbaka en större mängd el under de timmar som har högst elpris vilket ökar intäkterna. Detta ställs dock mot en ökad investeringskostnad på 2 MSEK per bränslecell plus en reinvestering efter tio år på samma summa. Det hade även varit

möjligt att ha fler bränsleceller än de nedan presenterade men som kan ses i Tabell 11 så minskar den absoluta lönsamheten med fler bränsleceller.

Tabell 11: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2019 års timmar med lägst elpriser.

Antal bränsle-celler	Timmar att sälja tillbaka	Krävt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Faktiskt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Intäkter elförsäljning 2019 (SEK)	Nuvärdesberäknat resultat 20 år (SEK)	Kapital värdeskvot
1	6070	5889	453,2	275 000	-45 160 000	-2,06
2	3035	6327	503,7	306 000	-48 375 000	-1,91
3	2023	6765	532,1	323 000	-51 775 000	-1,81
4	1518	7202	553,3	336 000	-55 232 000	-1,73

För att få en uppfattning om elprisets inverkan på lönsamheten gjordes även simuleringar med 2017 och 2018 års elpriser. I Tabell 12 är resultaten från dessa simuleringar presenterade. I simuleringarna användes två bränsleceller och el köptes in under den fjärdedel av årets timmar med lägst elpriser. Resultaten visar att trots att lika många timmar köps in under år 2017, 2018 och 2019 så skiljer sig lönsamheten med mer än 0,5 MSEK, vilket beror på olika elpriser.

Tabell 12: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2017 och 2018 års timmar med lägst elpriser.

Case	Krävt snittpris såld el (SEK/MWh)	Faktiskt snittpris såld el (SEK/MWh)	Intäkter elförsäljning (SEK/år)	Nuvärdesberäknat resultat 20 år (SEK)	Kapitalvärdeskvot
2017	6147	369,9	225 000	-47 989 000	-1,9
2018	6426	578,7	351 000	-48 573 000	-1,92

Med danska elpriser motsvarar den fjärdedel av årets timmar med lägst elpriser inköp av el samtliga timmar under elpriset 343,9 SEK/MWh, vilket är lite lägre än det ovan presenterade svenska elpriset på 361,9 SEK/MWh. Som kan ses är PtGtP-anläggningen som använder de danska elpriserna mer lönsam oavsett antal bränsleceller. Det här kan ses både genom att förlusten i SEK är mindre än för den svenska anläggningen men också att kapitalvärdeskvoten är mindre negativ för de danska elpriserna vilket innebär att varje investerad krona inte resulterar i lika stor förlust.

Tabell 13: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av 2019 års timmar med lägst elpriser i Danmark.

Antal bränsle-celler	Timmar att sälja tillbaka	Krävt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Faktiskt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Intäkter elförsäljning 2019 (SEK)	Nuvärdesberäknat resultat 20 år (SEK)	Kapital värdeskvot
1	6070	5741	471,5	286 000	-43 774 000	-2,00
2	3035	6179	536,3	326 000	-46 871 000	-1,85
3	2023	6616	568,5	345 000	-50 240 000	-1,75
4	1518	7054	588,7	357 000	-53 704 000	-1,68

För att få en uppfattning om hur mer volatila elpriser kan påverka lönsamheten av PtGtP-anläggningen modifierades de svenska elpriserna från år 2019 och gjordes mer volatila. I Tabell 14 presenteras lönsamheten för detta beräknat med två bränsleceller. Resultatet visar att ett mer volatilt elpris är fördelaktigt för PtGtP-anläggningen; det nuvärdesberäknade resultatet förbättras med ungefär 15 MSEK jämfört med det vanliga elpriset från år 2019. Som kan ses är också den årliga intäkten för elförsäljningen över 100 000 SEK mer än för år 2019.

Tabell 14: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för inköp av el under de 25% av det modifierade elprisets lägsta elpriser.

Case	Krävt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Faktiskt snittpris såld el (SEK/M Wh)	Intäkter elförsäljning (SEK/år)	Nuvärdes- beräknat resultat 20 år (SEK)	Kapitalvärdes- kvot
Volatila elpriser	4806	816,9	496 000	-33 135 000	-1,31

5.4.1 Känslighetsanalys PtGtP

För att få en uppfattning om hur lönsamheten för PtGtP påverkas av olika finansiella stöd utfördes en känslighetsanalys. För samtliga simuleringar användes två stycken bränsleceller och el köptes in den fjärdedelen av årets timmar med lägst elpris. Detta resulterade i att anläggningen skulle sälja tillbaka 607 MWh el under 3035 timmar. Som kan ses i Tabell 15 krävs både 100% investeringsstöd och finansiellt stöd för de årliga underhållskostnaderna samt att anläggningen inte behöver betala någon nätaggift för att erhålla lönsamhet efter 20 år.

Tabell 15: Nuvärdesberäknat resultat och kapitalvärdeskvot för PtGtP känslighetsanalyserat.

Case	Krävt snittpris såld el (SEK/MW h)	Faktiskt snittpris såld el (SEK/MW h)	Intäkter elförsäljning (SEK/år)	Kostnad inköpt el (SEK/år)	Nuvärdes beräknat resultat 20 år (SEK)	Kapital värdes kvot
Investeringsstöd 100% (2019)	3284	503,7	306 000	617 000	-23 096 000	-0,91
Investeringsstöd 100% + underhållsstöd (2019)	1689	503,7	306 000	617 000	-9 854 000	-0,39
Investeringsstöd 100% + underhållsstöd + ingen nätaggift (2019)	450	503,7	306 000	617 000	449 000	0,02

6. Diskussion

6.1 PtG

I och med att de årliga utgifterna är större än intäkterna för samtliga varianter vid ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh samt för alla årets timmar vid metanproduktion kommer anläggningen i båda dessa fall att göra ett nuvärdesberäknat minusresultat efter 20 år på 115 MSEK respektive 455 MSEK. Även om anläggningen skulle få ett initialt investeringsstöd för att täcka investeringskostnaderna för dessa fall så kommer anläggningen ändå att vara långt från lönsam. Anledningen till att det blir olönsamt att producera metan är eftersom att produktionspriset är högre än försäljningspriset vilket främst beror på den höga koldioxidkostnaden. Metan är dock möjligt att injicera in i gasnätet som finns i Stockholm vilket gör att det finns en konstant efterfrågan och att det därmed med stor sannolikhet går att få avsättning för gasen.

Vätgasanläggningen uppvisar ett negativt nuvärdesberäknat resultat på 38 MSEK respektive 24 MSEK när anläggningen köper in el vid ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh respektive alla årets timmar. Som kan ses är vätgasanläggningen långt ifrån break-even, men betydligt bättre ekonomiskt sett än metananläggningen, vilket beror på att vätgasen ger en nettointäkt per producerad kWh till skillnad från metananläggningen. Det har varit svårt att få en uppskattad siffra på vätgasbehovet i Sverige idag och framgent men utifrån de kunskaper som har erhållits under detta examensarbete skulle det i dagsläget vara svårt att få avsättning för vätgasen om anläggningen endast skulle producera vätgas, åtminstone om anläggningen skulle köras alla årets timmar. Beräkningarna på anläggningarnas lönsamhet baseras dock på att all vätgas säljs som fordonsgas. Om en andel skulle kunna säljas på tub vilket har mycket högre försäljningspris och vinstmarginal skulle lönsamhet kunna uppnås, då försäljning av vätgas på tub ger nästan 16 gånger så stora intäkter i jämförelse med att sälja den som fordonsgas. Detta kan ses i och med den stora ökning av lönsamhet som endast 20% av totala försäljningen på tub har då det nuvärdesberäknade resultatet utan tub är nästan -40 MSEK medan det med tub har ett positivt nuvärdesberäknat resultat på över 30 MSEK. Om all vätgas skulle säljas som fordonsgas skulle priset som behövs för att gå break-even efter 20 år vara 233 SEK/kg för den mängd vätgas som skapas när anläggningen körs vid ett elpris lika med eller mindre än 350 SEK/MWh. Om vätgasanläggningen körs alla årets timmar krävs ett försäljningspris på vätgasen på 109 SEK/kg vilket inte är så långt ifrån dagens pris på 80-100 SEK/kg.

Simuleringarna med 2017 års låga elpriser uppvisar fortfarande kraftigt negativa nuvärdesresultat när anläggningen körs under alla årets timmar. Detta tyder på att idén om att producera när elen är billig inte håller, vilket kan förklaras genom att det rörliga elpriset är en relativt liten kostnad i sammanhanget. Det finns dock en betydande skillnad på lönsamheten för olika år när anläggningen endast körs under ett visst elpris, här 350 SEK/MWh, eftersom att detta påverkar hur många timmar som anläggningen

körs. Det här kan ses genom att anläggningen körs 7403 timmar år 2017 och endast 1455 timmar år 2018. Om detta jämförs med fallet när anläggningen körs alla årets timmar, det vill säga då antalet drifttimmar för samtliga år är samma, så blir det nästan ingen skillnad på lönsamheten mellan åren. I grafen som visar hur stor andel av årets timmar som har ett elpris under en viss gräns för åren 2017-2019 blir det därför tydligt att tanken att producera när elen är billig är problematisk ur flera synvinklar. Det blir också med en sådan ambition omöjligt att på förhand prediktera framtida produktionsmängder vilket i fallet av en större energigas användning inte skulle vara hållbart. Resultaten visar också att denna idé för de två undersökta anläggningarna kan förkastas i och med att lönsamheten för alla årets timmar är större än när endast elpriset har varit lågt. Optimalt är således att köra vätgasanläggningen så många timmar om året som möjligt medan lönsamheten för metananläggningen minskar i takt med antalet timmar som anläggningen körs. Vidare syns det stor skillnad i lönsamhet vid ett mer volatilt elpris när elen köps in under ett visst elpris jämfört med om elen köps in under alla årets timmar. I det senare fallet tar de högsta elpriserna ut de lägsta på grund av utformningen av det modifierade elpriset.

Det har kommit fram att de kostnader som främst påverkar lönsamheten för denna anläggnings lönsamhet är investeringskostnaden, nätavgiften och i fallet med metan, koldioxidkostnaden. En eller flera av dessa kostnader kan dock säkert undkommas om anläggningen placeras strategiskt eller om finansieringsstöd erhålls. Att endast undkomma en av kostnaderna är dock inte tillräckligt förutom i fallet när anläggningen körs alla årets timmar och producerar vätgas samt erhåller investeringsstöd; alla andra förändringar ger fortfarande ett negativt nuvärdesberäknat resultat. För de andra fallen krävs dock en kombination av flera finansiella stöd och fördelaktiga förhållanden.

6.2 PtGtP

Resultaten från beräkningarna angående lönsamhet för PtGtP visar att det för break-even krävs att det genomsnittliga försäljningspriset per MWh är omkring 5000-6000 SEK för de fall när el köps in under en fjärdedel av årets timmar. Det höga genomsnittliga elpriset kan förklaras precis som i fallet med PtG genom de stora investerings- och underhållskostnaderna men även med den låga totala elverkningsgraden på ungefär 28%. År 2019 fanns det inte en enda enskild timme som hade ett pris i närheten av 5000-6000 SEK/MWh vilket gör att anläggningen varje år gör en förlust på flera miljoner kronor. Efter anläggningens livstid på 20 år har detta ackumulerats till ett nuvärdesberäknat resultat på omkring -50 MSEK, beroende på hur många bränsleceller som köps in. Fler simuleringar där en annan andel av årets timmar köps in skulle ha kunnat genomföras men då simuleringarna uppvisat så pass dålig lönsamhet så ansågs inte detta relevant. Noterbart är dock att de årliga intäkterna från elförsäljningen blir större med fler bränsleceller eftersom att det då är möjligt att leverera tillbaka el under de timmar med högst elpris. Detta leder dock ändå till sämre lönsamhet då investeringskostnaden samt kostnad för reinvestering blir mycket större än den ökade intäkten.

Vad som också är av intresse är att simuleringarna för 2017 jämfört med 2018 års elpriser skiljer sig med mer än en halv miljon kronor. På samma tema visar resultaten med danska elpriser en större lönsamhet med ett par miljoner kronor. Det här tyder på att elpriset ändå har en betydande påverkan på anläggningens lönsamhet. Även om skillnaden bara utgör ett par miljoner kronor efter 20 år, vilket bör sättas i sammanhang med att anläggningen gör en förlust på ungefär 50 MSEK, så tyder detta på att om svenska elpriser rör sig mot ett elprismönster som liknar det danska så skulle lönsamheten för anläggningen och tekniken således att öka. Det finns en chans att Sveriges elprismönster kan komma att efterlikna Danmarks i framtiden då Sveriges energisystem blir alltmer baserat på vindkraft vilket redan idag dominerar den danska elförsörjningen. Simuleringarna med de modifierade volatila elpriserna påvisar bättre lönsamhet än simuleringarna för de danska elpriserna vilket tyder på att lönsamheten för PtGtP ökar ju mer volatilt elpriset är. Detta skiljer sig från PtG, där lägre elpriser överlag är mer fördelaktigt än volatila sådana.

Utifrån känslighetsanalysen kan det ses att lönsamhet först uppnås när anläggningen får 100% investeringsstöd och stöd för de årliga underhållskostnaderna samt inte betalar någon nätavgift. Denna kombination kräver således att anläggningen ligger strategiskt till samt att dess funktion är av så stor vikt att någon aktör är beredd på att investera mellan 20-30 miljoner kronor vid upprättandet av anläggningen och sedan ytterligare ungefär en miljon kronor i årliga underhållskostnader. Det skulle kunna tänkas att det finns någon aktör som är intresserad av detta då en sådan här anläggning bidrar med förutsättningar för en stabil elförsörjning men med tanke på dess storlek, endast 1 MW el in och ungefär 249 kW ut, så är det troligen svårt att hitta någon aktör som är beredd att investera sådana summor.

7. Slutsatser

Det finns ett flertal slutsatser som kan dras från denna studie. Först och främst visar resultaten för PtG-simuleringarna att en anläggning som körs alla årets timmar och säljer vätgas är det fall som i denna studie uppvisar bäst lönsamhet. Detta ger ett nuvärdesberäknat resultat på -24 MSEK. Vid vätgasproduktion då elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh erhålls ett nuvärdesberäknat resultat på -38 MSEK. Dessa resultat kan jämföras med resultaten för metananläggningen som får nuvärdesberäknade resultat på -455 MSEK respektive -115 MSEK när anläggningen körs alla årets timmar respektive alla timmar när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh. Förklaringen till detta är nettointäkten för vätgas är positiv per producerad kWh medan anläggningen som producerar metan ger negativ avkastning per producerad kWh. Den optimala användningen av en PtG-anläggning är således att producera vätgas under alla årets timmar. Med mer volatila elpriser för vätgasanläggningen ges nuvärdesberäknade resultat på -24 MSEK respektive -25 MSEK när anläggningen körs alla årets timmar respektive alla timmar när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh. Detta resultat visar att ett mer volatilt elpris är fördelaktigt när

anläggningen köper in el under en viss andel av årets timmar när priset är lågt. När elen istället köps in under alla årets timmar får ett mer volatilt elpris ingen inverkan då de negativa elpriserna utjämnas av de extra höga.

Om anläggningen körs alla årets timmar och endast producerar vätgas krävs ett vätgaspris på 109 SEK/kg för att gå break-even efter 20 år. Om anläggningen endast körs när elen har ett lågt pris, i denna studie under 350 SEK/MWh, krävs det att vätgaspriset är 233 SEK/kg. Således är lönsamhet för anläggningen som körs alla årets timmar inte så långt ifrån dagens vätgaspris på 80-100 SEK/kg.

För att anläggningen som producerar vätgas alla årets timmar med dagens vätgaspriser ska gå break-even krävs ett genomsnittligt elpris på 210 SEK/MWh. För fallet där vätgasanläggningen körs när elpriset är lika med eller mindre än 350 SEK/MWh krävs ett genomsnittligt elpris på -1261 SEK/MWh. Jämfört med dagens genomsnittliga elpriser är lönsamhet långt bort, vilken kan förklaras med att elpriset utgör en så pass liten kostnad i sammanhanget.

Av de sju fall som resulterade i lönsamhet var det, bortsett från de fall där flera fördelaktiga förhållanden kombinerades, fallet där 80% av vätgasen såldes som fordonsgas och 20% på tub som uppvisade bäst absolut och relativ lönsamhet med ett nuvärdesberäknat resultat på 35,2 MSEK och en kapitalvärdeskvot på 1,47. Med hänsyn till kombination av fördelaktiga förhållanden gav metanproduktion bäst relativt lönsamhet med en kapitalvärdeskvot på 2,62 medan vätgasproduktionen gav bäst absolut lönsamhet med ett nuvärdesberäknat resultat på 39,2 MSEK. Alla dessa tre fall var när anläggningarna kördes alla årets timmar.

På grund av den låga totalverkningsgraden, höga investeringskostnader och ett elpris utan timmar med väldigt höga elpriser finns idag ingen lönsamhet för PtGtP i Sverige. Det här kan ses genom ett nuvärdesberäknat resultat på ungefär -50 MSEK efter 20 år om el köps in under en fjärdedel av årets timmar med lägst elpris. Det som troligen framförallt skulle krävas är lägre investeringskostnader och högre verkningsgrader på elektrolysörer och bränsleceller men även reducerade kompressionsförluster. Dessutom behöver elpriserna ha betydligt högre högstapriser än dagens. Med mer volatila elpriser såsom danska elpriser eller ett modifierat elpris för år 2019 så visar resultaten att ju mer volatilt elpriset är desto bättre blir lönsamheten.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att tekniken för PtG med avseende på vätgas och metan samt PtGtP finns och att det bedrivs mycket forskning och utveckling kring dessa. Redan idag används tekniken i viss utsträckning. Troligen kommer denna användning att fortsätta öka till följd av ökade investeringar i vätgasteknik samt en utökad vätgasinfrastruktur med anledning av klimatmålen och färdplanerna framåt. Däremot kan det även konstateras att tekniken i sig, varken PtG eller PtGtP är lönsamma idag, något som dock kan komma att ändras i framtiden med lägre investeringskostnader samt en strategisk placering av anläggningarna. Investeringsstöd är också en viktig del för att anläggningarna ska gå med vinst. Tekniken kan dock fylla

andra viktiga funktioner än endast finansiell lönsamhet, exempelvis utgöra en form av energilagring och därmed hjälpa till med att hantera effektoppar och balansera nätet, något som dock inte har undersökts i föreliggande studie.

8. Fortsatta studier

Detta examensarbete har undersökt potentialen för PtX i Sverige med avseende på lönsamhet både för PtG i form av vätgas och metan samt för PtGtP med vätgas. Simuleringarna i studien bygger på historiska data för elpriserna under åren 2017-2019. Något som hade varit intressant för en framtida studie att undersöka är potentialen för PtX i Sverige med framtida uppskattade elpriser, exempelvis några år i intervallet 2030-2040. Denna studie skulle även kunna använda sig av uppskattade framtida priser på elektrolysörer, metaniseringsanläggningar och bränsleceller då tekniken kommer att utvecklas och förmodligen bli billigare.

Ett annat potentiellt område för en framtida studie är att optimera de metoder som användes i denna rapport. Främst när det gäller PtGtP hade det varit intressant att se en utveckling och optimering av den modell som användes i denna studie. Då hade ett resultat på hur många och vilka timmar om året det är mest optimalt att köpa in och sälja el kunnat erhållas. Vidare hade det också varit av intresse att undersöka hur tekniken kan bidra till att minska effektoppar och överflödig el i nätet i Sverige, det vill säga en undersökning av nätnyttan snarare än den ekonomiska nyttan.

Referenser

- Andersson, M. B. (2004), "Hantering av osäkerhet i samband med investeringsbeslut - några metodansatser och exempel", Uppsala.
- Avfall Sverige. (2013), "Integrering av vätgas och syntesgas med befintliga biogasanläggningar - Möjligheter till ökad biogasproduktion och minskade uppgraderingskostnader", Rapport U2013:13.
- Behling, N.H. (2013), "Fuel cells: current technology challenges and future research needs", uppl. 1, Elsevier, Amsterdam;Boston.
- Boudellal, M. (2018), "Power-to-gas: renewable hydrogen economy", De Gruyter: Boston.
- Breyer, C., Tsupari, E., Tikka, V. & Vainikka, P. (2015), "Power-to-Gas as an Emerging Profitable Business Through Creating an Integrated Value Chain", *Energy Procedia*, vol. 73, s. 182-189.
- Bryman & Bell. (2011), "Business Research Methods", uppl. 3, *Oxford University Press*, Oxford.
- Bryman, A. & Nilsson, B. (2011), "Samhällsvetenskapliga metoder", uppl. 2, Liber, Malmö.
- Byman, K. (2015), "Lokaliseringsstudie för Power to gas: Systemlösning för framtidens energisystem", ÅF Infrastructure AB, Rapport.
- Byman, K., Haraldsson, K., Jernelius, S. (2013), "Power to gas - Internationell utblick och potentialen i Sverige", ÅF Infrastructure AB, Slutrapport.
- Byttner, K. (2020), "Professorer, Vattenfall och Fossilfritt Sverige eniga - vätgassamhället står för dörren", Tillgänglig: <https://www.vainsights.se/articles/673319/cc027913-2cef-4d45-89b3-5f5356f12fc2?elqTrackId=13b2fa5d25984bcc8afa5ae5106028ff&elq=b3799bf7c41a41ac9bdc0d9a5871baef&elqaid=31930&elqat=1&elqCampaignId=23154> (Hämtad 2020-11-20).
- Chi, J. & Yu, H. (2018), "Water electrolysis based on renewable energy for hydrogen production", *Chinese journal of catalysis*, vol. 39, nr. 3, s. 390-394.
- Circle K. (2020), "Drivmedelspriser - bensinpriser & dieselpriiser", Tillgänglig: <https://www.circlek.se/drivmedel/drivmedelspriser> (Hämtad 2020-10-14).
- Dagens industri. "Valutakurser", Tillgänglig: <https://www.di.se/valutor/eursek-26494/> (Hämtad 2020-11-03).
- Djuric Ilic, D. & Trygg, L. (2014), "Economic and environmental benefits of converting industrial processes to district heating", *Energy conversion and management*, vol. 87, s. 305-317.
- Electrochaea. (u.å.), "How the technology works", Tillgänglig: <http://www.electrochaea.com/technology/>. (Hämtad 2020-09-30).

- Elektrochaea. (2020), "Data sheet BioCat plant Europe 2020".
- Ellevio. (2020) "Elnätspriser företag", Tillgänglig: <https://www.ellevio.se/foretag/elnaetspriser-och-avtal/Elnatspriser/> (Hämtad 2020-10-06).
- Elområden. (u.å.), "Elområden", Tillgänglig: <https://elomraden.se/om> (Hämtad 2020-10-27).
- Energiforsk. (2019), "Bränsleceller syntesrapport 2016-2019", Rapport 2019:606.
- Energigas Sverige. (2019), "Vad är energiinnehållet i naturgas, biogas och fordonsgas", Tillgänglig: <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/faq-om-biogas/vad-aer-energiinnehaallet-i-naturgas-biogas-och-fordonsgas/> (Hämtad 2020-11-10).
- Energigas Sverige. (2020), "Statistik om biogas", Tillgänglig: <https://www.energigas.se/fakta-om-gas/biogas/statistik-om-biogas/> (Hämtad 2020-11-05).
- Energigas Sverige & Fossilfritt Sverige. (2020), "Färdplan för fossilfri konkurrenskraft Gasbranschen".
- Energikontor Sydost. (2020), "Förnybar vätgas för transporter i Kronobergs län – en förstudie".
- Energimarknadsinspektionen. (2008), "Effektfrågan - Behövs en centralt upphandlad effektreserv?", Rapport R2008:15.
- Energimarknadsinspektionen. (2011), "Kalkylränta i elnätsverksamhet", PM 2011:07.
- Energimarknadsinspektionen. (2013), "Reglerat tillträde till fjärrvärmenäten", Rapport R2013:04.
- Energimarknadsinspektionen. (2014), "Kalkylränta för elnätsföretag".
- Energimarknadsinspektionen. (2019a), "Kalkylränta för elnätsföretag".
- Energimarknadsinspektionen. (2019b), "Tekniska uppgifter om fjärrvärmeföretagens verksamhet", Tillgänglig: <https://www.ei.se/sv/statistik/statistik-inom-omradet-fjarrvarme/tekniska-uppgifter-om-fjarrvarmeforetagens-verksamhet/> (Hämtad 2020-11-15).
- Energimarknadsinspektionen. (2020a), "EU-förordningar för el", Tillgänglig: <https://www.energimarknadsinspektionen.se/sv/for-energiforetag/el/Natforeskrifter-och-kommissionsriktlinjer-for-el/> (Hämtad 2020-09-04).
- Energimarknadsinspektionen. (2020b), "Nätavgifter", Tillgänglig: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elkostnader/natavgifter/> (Hämtad 2020-10-02).
- Energimyndigheten. (u.å.), "Statistikdatabas", Tillgänglig: <http://pxexternal.energimyndigheten.se/pxweb/sv/Vindkraftsstatistik/>. (Hämtad 2020-08-27).

- Energimyndigheten. (2015), "District heating", Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/en/sustainability/households/heating-your-home/district-heating/> (Hämtad 2020-09-01).
- Energimyndigheten. (2017), "Om elcertifikatsystemet", Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/> (Hämtad 2020-09-04).
- Energimyndigheten. (2019a), "Energiläget 2019 - en översikt", Tillgänglig: <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=145396> (Hämtad 2020-09-15).
- Energimyndigheten. (2019b), "Kraftigt ökad vindkraftsproduktion till 2021", Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2019/kraftigt-okad-vindkraftsproduktion-fram-till-2021/> (Hämtad 2020-11-17).
- Energimyndigheten. (2020), "Energiläget 2020 - en samlad bild på energiområdet i Sverige", Tillgänglig: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/energilaget-2020---en-samlad-bild-pa-energiomradet-i-sverige/>. (Hämtad 2020-08-27).
- Euromekanik. (u.å.), "Produktblad Komplette Elektrolysör 450/1400", Tillgänglig: <https://www.euromekanik.se/produkter/komplett-elektrolysor-450-1400/> (Hämtad 2020-10-12).
- Ferrero, D., Gamba M., Lanzini A., Santarelli M. (2016), "Power-to-Gas Hydrogen: Techno- economic Assessment of Processes towards a Multi-purpose Energy Carrier", *Energy Procedia*, vol. 101, s. 50-57.
- Gasföreningen. (u.å.), "Metanogener", Tillgänglig: <https://www.gasforeningen.se/metanogener/> (Hämtad 2020-12-02).
- Gasnätet Stockholm. (2020a), "Vår verksamhet", Tillgänglig: <https://www.gasnatetstockholm.se/om-gasnatet-stockholm/var-verksamhet/> (Hämtad 2020-09-22).
- Gasnätet Stockholm. (2020b), "Gasnätens geografiska läge", Tillgänglig: <https://www.gasnatetstockholm.se/gasaktorer/gasnatets-geografiska-lage/> (Hämtad 2020-10-01).
- Gasolfyllarna. (2020), "Priser på gasol", Tillgänglig: <https://gasolfyllarna.se/priser-pa-gasol> (Hämtad 2020-10-29).
- Gasum. (2020), "Flytande naturgas – ren energi till de nordiska länderna", Tillgänglig: <https://www.gasum.com/sv/om-gas/lng/> (Hämtad 2020-12-20)
- German Energy Agency. (2019), "Roadmap power to gas", Tillgänglig: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Roadmap_Power_to_Gas.pdf (Hämtad 2020-11-11).

- Gustafsson, M., Gustafsson, M.S., Myhren, J.A., Bales, C. & Holmberg, S. (2016), "Techno-economic analysis of energy renovation measures for a district heated multi-family house", *Applied energy*, vol. 177, s. 108-116.
- Hybrit. (2020), "HYBRIT - en revolutionerande satsning", Tillgänglig: <https://www.hybritdevelopment.se/vad-ar-hybrit> (Hämtad 2020-10-02).
- IVA. (2019), "Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen".
- Karlsson, I. (1999), "Kalkylering - lönsamhetsbedömning, investeringar och resultatplanering", Malmö: Liber Ekonomi.
- Kotowicz, J., Weceł, D. & Jurczyk, M. (2018), "Analysis of component operation in power-to-gas-to-power installations", *Applied energy*, vol. 216, s. 45-59.
- Krafttringen. (2020), "Enhetsbyte till kg", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/faktabank/faq/> (Hämtad 2020-10-07).
- Lambert, M. (2018), "Power-to-Gas: Linking Electricity and Gas in a Decarbonising World", *Oxford Energy Insight*: 39.
- Larsson, S., Lilja, J. & Mannheimer, K. (2005), *Forskningsmetoder i socialt arbete*. Lund: Studentlitteratur.
- Linde. (2020), "Vätgas", Tillgänglig: https://www.linde-gas.se/sv/products_ren/cutting_welding_gases/fuel_gases/hydrogen/ (Hämtad 2020-12-02).
- Linde (u.å), "Metan", Tillgänglig: <https://linde-stories.com/se/metan/> (Hämtad 2020-11-05).
- Lindholm, I., (2018), "OECD: Koldioxidutsläpp måste kosta mer", *Miljö & Utveckling*, Tillgänglig: <https://miljo-utveckling.se/oecd-koldioxidutslapp-maste-kosta-mer/> (Hämtad 2020-11-11).
- Luo, Z. (2017), "Coal-to-liquids and polygeneration using low rank coals", Elsevier Ltd, s. 241-268.
- Malterud, K. (2009), "Kvalitativ metod i medicinsk forskning", Lund: Studentlitteratur.
- Miljö- och energidepartementet. (2015), "Målet är ett fossilfritt Sverige".
- Mohseni, F., Görling, M., Lindén, M. & Larsson, M. (2017), "Genomförbarhetsstudie för Power to Gas på Gotland: Rapport till konsortium PtG Gotland", Energiforsk, Rapport 2017:378.
- Naturvårdsverket. (2017), "Metan (CH₄)", Tillgänglig: <https://utslappsiffror.naturvardsverket.se/Amnen/Vaxthusgaser/Metan/> (Hämtad 2020-11-05).
- Nielsen, S. & Skov, I.R. (2019), "Investment screening model for spatial deployment of power-to-gas plants on a national scale – A Danish case", *International journal of hydrogen energy*, vol. 44, no. 19, s. 9544-9557.

- Nordling, A., (2016), "Sveriges framtida elnät". IVA
- Powercell. (2020), "About us", Tillgänglig: <https://www.powercell.se/en/about-us/> (Hämtad 2020-11-04).
- Regeringen. (u.å.), "Mål för energipolitiken", Tillgänglig: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/mal-och-visioner-for-energi/> (Hämtad 2020-08-27).
- Regeringskansliet. (2020), "Industrins gröna omställning i höstbudgeten", Tillgänglig: <https://www.regeringen.se/artiklar/2020/09/industrins-grona-omstallning-i-hostbudgeten/> (Hämtad 2020-10-02).
- Robinius, M., Raj, T., Nykamp, S., Rott, T., Müller, M., Grube, T., Katzenbach, B., Küppers, S. & Stolten, D. (2018), "Power-to-Gas: Electrolyzers as an alternative to network expansion – An example from a distribution system operator", *Applied energy*, vol. 210, s. 182-197.
- Scandinavian Hydrogen Highway Partnership. (2020), "Trelleborg blir första staden i ny vätgaskorridor", Tillgänglig: <http://www.scandinavianhydrogen.org/2020/05/27/trelleborg-blir-forsta-staden-i-ny-vatgaskorridor/> (Hämtad 2020-11-04).
- Schmidt, O., Gambhir, A., Staffell, I., Hawkes, A., Nelson, J. & Few, S. (2017), "Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study", *International Journal of Hydrogen Energy*, vol 42, uppl. 52, s. 30470-30492.
- Skatteverket. (2020a), "Skatt på el", Tillgänglig: <https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/skatter/punktskatter/energiskatter/skattpa-el.15532c7b1442f256bae5e4c.html> (Hämtad 2020-09-22).
- Skatteverket. (2020b), "Skattebefriande användningsändamål", Tillgänglig: <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2020.1/356486.html#h-Forbrukning-av-el-for-kemisk-reduktion-eller-i-elektrolytiska-processer> (Hämtad 2020-09-22).
- Skatteverket. (2020c), "Moms", Tillgänglig: <https://www.skatteverket.se/foretagochorganisationer/moms.4.18e1b10334ebe8bc80002497.html> (Hämtad 2020-11-05).
- SMHI. (2020), "Metan", Tillgänglig: <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/klimat/kortlivade-klimatpaverkande-luftfororeningar-slcp/metan-1.99802> (Hämtad 2020-11-05).
- Statens offentliga utredningar. (2004), "El och naturgasmarknaderna", Rapport 2004:129.
- Strandmöllen. (u.å.), "Koldioxid TECH LINE", PDF, Tillgänglig: https://www.strandmollen.se/Admin/Public/DWSDownload.aspx?File=Files%2FFilr%2FFilpub%2F01_WEBSITE_2014%2FGasspecifikationer%2FSE%2FKoldioxid%2FKoldioxid+TECH+LINE.pdf (Hämtad 2020-11-15).

- Svenska kraftnät. (2015), "Anpassning av elsystemet mot en stor mängd förnybar elproduktion", (Rapport 2015:929).
- Svenska kraftnät. (2016a), "Balansansvar", Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/> (Hämtad 2020-09-04).
- Svenska kraftnät. (2020), "Elstatistik", Tillgänglig: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/kraftsystemdata/elstatistik/> (Hämtad 2020-08-28).
- Svenskt Gastekniskt Center. (2014), "Framställning av gröna gaser".
- Svensk Vindenergi. (2019), "100 procent förnybart 2040: Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft", Tillgänglig: https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2019/10/Svensk_Vindenergi_F%C3%84RDPLAN_2040_rev-1.pdf (Hämtad 2020-08-28).
- Svensk vindenergi. (2020). "Negativt elpris - hur är det möjligt och vad kan vi vänta oss i framtiden?", Tillgänglig: <https://svenskvindenergi.org/komm-fran-oss/negativt-elpris-hur-ar-det-mojligt-och-vad-kan-vi-vanta-oss-i-framtiden> (Hämtad 2020-08-31)
- Thema, M., Bauer, F. & Sterner, M. (2019), "Power-to-gas: Electrolysis and methanation status review", *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 112, s. 775-787.
- United States Environmental Protection Agency. (2020), "Understanding Global Warming Potential", Tillgänglig: <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials> (Hämtad 2020-11-04).
- Universal Industrial Gases. (2017), "Unit Conversion Data for Hydrogen", Tillgänglig: http://www.uigi.com/h2_conv.html (Hämtad 2020-11-10).
- Van Basshuysen, R. (2016), "Natural Gas and Renewable Methane for Powertrains: Future Strategies for a Climate-Neutral Mobility", uppl. 1, Springer International Publishing, Cham.
- Vandewalle, J., Bruninx, K. & D'haeseleer, W. (2015), "Effects of large-scale power to gas conversion on the power, gas and carbon sectors and their interactions", *Energy Conversion and Management*, vol. 94, s. 28-39.
- Varone, A. & Ferrari, M. (2015), "Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende", *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 45, s. 207-218.
- Vattenfall. (2020), "Så sätts ditt elpris", Tillgänglig: <https://www.vattenfall.se/elavtal/elmarknaden/sa-satts-ditt-elpris/> (Hämtad 2020-11-05).
- Väg- och transportforskningsinstitutet. (2000), "Uppskattning av representativa bränslefaktorer för tunga lastbilar".

- Vätgas Sverige. (2018a), "32 svenska städer vill ha vätgastankstation", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2018/01/03/32-svenska-stader-vill-ha-vatgastankstation/> (Hämtad 2020-11-04).
- Vätgas Sverige. (2018b), "Nationell testbädd för elektrolys och vätgaslagring skapas", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2018/10/09/nationell-testbadd-for-elektrolys-och-vatgaslagring-skapas/> (Hämtad 2020-11-23).
- Vätgas Sverige. (2019a), "Så ryms vätgas i vårbudgeten", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2019/04/11/sa-ryms-vatgas-i-varbudgeten/> (Hämtad 2020-10-01).
- Vätgas Sverige. (2019b), "Vätgasanläggning för utsläppsfritt energisystem byggs i Finspång", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2019/12/10/vatgasanlaggning-for-utslappsfritt-energisystem-byggs-i-finspang/> (Hämtad 2020-10-02).
- Vätgas Sverige. (2019c), "Elektrolysanläggning i Luleå invigd", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2019/10/16/elektrolysanlaggning-i-lulea-invigd/> (Hämtad 2020-11-23).
- Vätgas Sverige. (2020a), "EU-kommissionen satsar 430 miljarder euro på vätgas", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/2020/07/08/eu-kommissionen-satsar-430-miljarder-euro-pa-vatgas/> (Hämtad 2020-11-11).
- Vätgas Sverige. (2020a), "Om oss", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/om-oss/> (Hämtad 2020-10-01).
- Vätgas Sverige. (2020b), "Tankstationer", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/tanka/> (Hämtad 2020-10-21).
- Vätgas Sverige. (2020c), "Vanliga frågor om vätgas", Tillgänglig: <http://www.vatgas.se/faktabank/faq/> (Hämtad 2020-11-10).
- Wallmark, C., Mohseni, F., Schaap, G. (2014), "Vätgasinfrastruktur för transporter - Fakta och konceptplan för Sverige 2014-2020", Sweco, Rapport HIT-1-NIP-SE.
- Wang, Y., Kowal, J., Leuthold, M. & Sauer, D.U. (2012), "Storage System of Renewable Energy Generated Hydrogen for Chemical Industry", *Energy Procedia*, vol. 29, s. 657-667.
- Wang, L., Zhang, Y., Pérez-Fortes, M., Aubin, P., Lin, T., Yang, Y., Maréchal, F. & Van herle, J. (2020), "Reversible solid-oxide cell stack based power-to-x-to-power systems: Comparison of thermodynamic performance", *Applied Energy*, vol 275.
- Zachman, G., Holtermann, M., Radeke, J., Tam, M., Huberty, M., Naumenko, D. & Faye, A. (2012), "The great transformation: decarbonising Europe's energy and transport systems".
- Žižlavský, O. (2014), "Net present value approach: method for economic assessment of innovation projects", *Procedia, social and behavioral sciences*, vol 156, s. 506-512.
- ÅF Energi & Miljöfakta. (2010), "Energifaktaboken", Elanders, Stockholm.

Intervjuer

1. Stefan Dahlgren, WSP, flera tillfällen mellan 2020-09-01 till 2020-10-20
2. Lennar Söder, KTH, 2020-09-09
3. Uwe Wuetenberger, Electrochaea, 2020-09-18
4. Bertil Wahlund, Energiforsk, 2020-09-18
5. Martin Görling, Gasnätet Stockholm 2020-09-21
6. Peter Rydebrink, Euromekanik, 2020-09-23
7. Arianne Bhérer-Breton, Electrochaea, 2020-09-24
8. Anders Månsson, WSP, 2020-10-09
9. Erik Wiberg, Vätgas Sverige, 2020-10-20
10. Mats Mjörnling, Linde, 2020-10-20
11. Jan Thorsson, Powercell, 2020-10-30
12. Hans-Olof Nilsson, Nilsson Energy 2020-11-03
13. Svets och Tillbehör, 2020-11-23

Appendix A

Resultat från PtG-simuleringarna.

Gasproduktion	Elprisår	Drifttimmar	Nuvärdesresultat (MSEK)	Kapitalvärdeskvot
100% vätgas	2019	Elpris <=350	-37,9	-1,58
100% metan	2019	Elpris <=350	-115,2	-12,61
90% vätgas fordon, 10% tub	2019	Elpris <=350	-1,4	-0,06
80% vätgas fordon, 20% tub	2019	Elpris <=350	35,2	1,47
100% vätgas	2019	Alla årets timmar	-23,5	-0,98
100% metan	2019	Alla årets timmar	-454,5	-49,77
100% vätgas	2018	Elpris <=350	-39,8	-1,66
100 vätgas	2017	Elpris <=350	-13,9	-0,58
100% vätgas	2018	Alla årets timmar	-29,7	-1,24
100% vätgas	2017	Alla årets timmar	-11,0	-0,46
Metan - utan CO2-kostnad	2019	Elpris <=350	-19,8	-2,17
Metan - utan CO2-kostnad	2019	Alla årets timmar	-19,3	-2,11
Vätgaspris 100 SEK/kg	2019	Elpris <=350	-35,2	-1,47
Vätgas 110SEK/kg	2019	Elpris <=350	-32,6	-1,36
Vätgaspris 100 SEK/kg	2019	Alla årets timmar	-10,5	-0,44
Vätgaspris 110 SEK/kg	2019	Alla årets timmar	2,2	0,09

Metanpris 0,85 SEK/kWh	2019	Elpris <=350	-113,0	-12,37
Metanpris 1 SEK/kWh	2019	Elpris <=350	-110,9	-12,14
Metanpris 0,85 SEK/kWh	2019	Alla årets timmar	-444,1	-48,63
Metanpris 1 SEK/kWh	2019	Alla årets timmar	-433,8	-47,5
Vätgas - 50% investeringsstöd	2019	Elpris <=350	-25,9	-1,08
Vätgas - 100% investeringsstöd	2019	Elpris <=350	-14,0	-0,58
Vätgas - 50% investeringsstöd	2019	Alla årets timmar	-11,5	-0,48
Vätgas - 100% investeringsstöd	2019	Alla årets timmar	0,5	0,02
Metan - 50% investeringsstöd	2019	Elpris <=350	-110,6	-12,11
Metan - 100% investeringsstöd	2019	Elpris <=350	-106,0	-11,61
Metan - 50% investeringsstöd	2019	Alla årets timmar	-450,0	-49,27
Metan - 100% investeringsstöd	2019	Alla årets timmar	-445,5	-48,77
Vätgas - utan nätavgift	2019	Elpris <=350	-27,8	-1,16
Vätgas - utan nätavgift	2019	Alla årets timmar	-10,3	-0,43
100% vätgas - modifierat elpris	2019	Elpris <=350	-25,3	-1,06
100% vätgas - modifierat elpris	2019	Alla årets timmar	-23,8	-1,00
Vätgas - kombination av fördelaktiga förhållanden	2019	Elpris <=350	1,5	0,06
Vätgas - kombination av fördelaktiga förhållanden	2019	Alla årets timmar	39,2	1,64

Metan- kombination av fördelaktiga förhållanden	2019	Elpris <=350	3,8	0,41
Metan- kombination av fördelaktiga förhållanden	2019	Alla årets timmar	23,9	2,61