

Elektrolys som komplement till reformering av metan
En fallstudie av lönsamhet och miljöpåverkan i industriell
vätgastillverkning



LUNDS UNIVERSITET
Lunds Tekniska Högskola

Oskar Bennermark och Albin Andersson

19 april 2024

Abstract

This work is a case study of a hypothetical added electrolyzer for industrial use. The aim of the study is to investigate the profitability and sustainability of electrolysis as a complement to reforming, utilizing waste heat, frequency regulation, and volatile electricity prices, in collaboration with the consulting firm AFRY.

The case involves augmenting a specific reforming facility with an electrolyzer. The sizing of the electrolyzer's capacity was determined by the available hydrogen demand at the factory when reforming was operated at minimum load. A PEM electrolysis was chosen due to alternative technologies being either untested or having too slow control times for the frequency market. To utilize surplus energy from the electrolysis process, connecting the electrolyzer to the local district heating network was explored. Subsequently, optimal operation was calculated by building a model in Excel, using estimated future values of electricity prices, fossil gas prices, district heating prices, and support services. Profitability was analyzed through a life cycle cost analysis, and a sensitivity analysis was conducted.

The results show that an electrolyzer is a profitable alternative for hydrogen production complementing fossil gas reforming, and additionally, it reduces carbon dioxide emissions compared to reforming alone. The net present value was 8 750 000 SEK with a 10% discount rate and a payback period of 6.2 years, saving 28,000 tons of carbon dioxide equivalents over the twenty-year lifespan. However, it should be noted that the results are sensitive to estimated future prices which are difficult to predict, affecting both revenues and costs for the electrolyzer. Overall, the conclusion is drawn that integrating an additional electrolyzer represents a promising strategy to enhance the profitability and sustainability of hydrogen production compared to solely relying on fossil gas reforming.

Sammanfattning

Detta arbete är en fallstudie av en hypotetisk elektrolysör som komplement till den nuvarande reformeringen av fossilgas på en industrifabrik. Företaget producerar metallpulver och använder vätgas under framställningen. Arbetet syftar till att utreda lönsamheten och hållbarheten för elektrolys som komplement till reformering med utnyttjande av restvärme, frekvensreglering och volatila elpriser, i samarbete med konsultföretaget AFRY.

Fallet utgörs av att en specifik reformeringsanläggning som kompletteras med en elektrolysör. Dimensioneringen av elektrolysörens effekt bestämdes av tillgängligt vätgas behov på fabriken då reformeringen kördes på minimum last. En PEM-elektrolys valdes på grund av att alternativa tekniker antingen är obeprövade eller har för långsamma reglertider för att verka på frekvensmarknaden. För att ta vara på värmen ut från elektrolys processen undersöktes en på koppling av elektrolysören till fjärrvärmenätet. Sedan beräknades optimal drift genom att bygga en modell i Excel som tog hänsyn till skattade framtida värden på elpriser, fossilgaspriser, pris på fjärrvärme och stödtjänster. Lönsamheten analyserades med livscykelkostnadsanalys och en känslighetsanalys utfördes.

Resultatet blev att en elektrolysör är ett lönsamt komplement till reformering av fossilgas, den minskar även mängden utsläpp. Nettonuvärde blev 8 750 000 kr med 10% kalkylränta och med en paybacktid på 6,2 år, 28 000 ton koldioxidekvivalenter besparades under den tjugoåriga livslängden. Det bör dock noteras att resultaten är känsliga för skattade framtida priser som är svåra att förutse, vilket påverkar både intäkter och kostnader för elektrolysören. Sammantaget dras slutsatsen att en kompletterande elektrolysör är en lovande strategi för att öka lönsamheten och hållbarheten för vätgasproduktion jämfört med enbart reformering av fossilgas.

Förord

Detta examensarbetet är utfört på Lunds Tekniska Högskola för avdelningen energivetenskaper under delar av hösten 2023 och våren 2024, i samarbete med AFRY Energy i Malmö. Rapporten motsvarar 30 högskolepoäng och skrivs av Oskar Bennermark och Albin Andersson för att slutföra civilingenjörsutbildningen.

Arbetet har genomförts med handledning från Laura Malek på AFRY Energy samt med stöd från våra handledare Kerstin Sernhed och Martin Andersson på LTH. Magnus Petterson från Höganäs AB har varit till stor hjälp och bidragit med kunskap om vätgasproduktionen på Höganäs AB. Pernilla Ademar från Modity har bidragit med data och information om frekvens och elmarknaden. Björn Nillsson & Ulf Liljefors från Höganäs Energi har bidragit med förklarande och lärorik information om fjärrvärmenätet. Ett hjärtligt tack till er alla för er ovärderliga hjälp, kloka råd och värdefulla insikter.

Innehållsförteckning

Abstract	1
Sammanfattning	2
Förord	3
Innehållsförteckning	6
Notation	7
1 Inledning	8
1.1 Motivering	8
1.2 Syfte	9
1.3 Frågeställningar	9
1.4 Avgränsningar	9
1.5 Disposition	9
2 Teori	11
2.1 Vätgas	11
2.1.1 Användning i stålindustrin	11
2.2 Framställning av vätgas	13
2.2.1 Elektrolys	13
2.2.2 Alkalisk vatten-elektrolysör (AEC)	15
2.2.3 Protonledandemembran-elektrolysör (PEMEC)	15
2.2.4 Fastoxids-elektrolysör (SOEC)	16
2.2.5 Reformering av fossilgas	16
2.3 Utsläppsrätter	17
2.4 Fjärrvärme	18
2.4.1 Fjärrvärmesystem kopplat till en elektrolysör	18
2.5 Elsystemet	19
2.5.1 Sveriges elnät	19
2.5.2 Elområden	19
2.5.3 Frekvensstabilitet	20
2.6 Energimarknaden	22
2.6.1 Elmarknaden	22
2.6.2 Fjärrvärme	25
2.6.3 Fossilgas och biogas	26
2.7 Frekvensreglering	27
2.7.1 FFR Fast Frequency Reserve	28
2.7.2 FCR Frequency Containment Reserve	28

2.7.3	FRR Frequency Restoration Reserve	28
2.7.4	Handel med frekvensreserver	29
2.7.5	Utrustning för leverans av stödtjänster	30
2.7.6	Balansaktörsrollerna BSP och BRP	30
2.8	Ekonomisk teori	32
2.8.1	Nuvärdesmetoden	32
2.8.2	Payback-metoden	32
3	Metod	33
3.1	Företagskontakter	33
3.2	System och samspel	33
3.2.1	Motivering för val av vätgas kund	34
3.2.2	Elektrolysör kopplat till Höganäs AB	34
3.2.3	Motivering för val av elektrolysör	34
3.2.4	Elektrolysör kopplat till Fjärrvärmenät	36
3.2.5	Motivering för val stödtjänst	37
3.2.6	Flödeschema över anläggningen	38
3.3	Styrning	40
3.3.1	Budgivningsprocess för optimal drift	40
3.3.2	Modell för att analysera case	43
3.4	Ekonomisk analys	48
3.4.1	Intäkter	48
3.4.2	Framtida intäkter	48
3.4.3	Kostnader	49
3.4.4	Kostnadsbesparing från elektrolysör	50
3.4.5	Investeringskalkylering	51
3.4.6	Livscykelkostnadsanalys (LCC-A)	51
3.4.7	Livscykelkostnadsanalys (LCC-B)	51
3.5	Känslighetsanalys	52
4	Resultat	54
4.1	Resultat från modell	54
4.2	Resultat från ekonomisk analys	57
4.2.1	Livscykelkostnadsanalys (LCC-A)	57
4.2.2	Livscykelkostnadsanalys (LCC-B)	58
4.3	Resultat från känslighetsanalys	59
4.3.1	Kostnader och intäkter varierade individuellt	59
4.3.2	Kritiska kostnader	59
4.3.3	Förändrad kalkylränta	60
4.3.4	Best, worst och neutral case	61
5	Diskussion	62
5.1	Diskussion av resultat från ekonomisk analys och känslighetsanalys	62
5.1.1	Livscykelkostnadsanalys	62
5.1.2	Känslighetsanalys	62
5.2	Diskussion av metod	63
5.2.1	System och samspel	63
5.2.2	Styrning	63

6 Slutsats	66
6.1 Framtida arbete	68
Referenser	69
Företagskontakter	69
Apendix	74
A.1 Livscykelkostnadsanalys LCC-A	74
A.2 Livscykelkostnadsanalys LCC-B	76
B.3 Skattade framtida medelelpriser	78

Notation

Nomenklatur

CCS - Koldioxiduppsamling och lagring

PEM - Protonledande membran

PEMEC - Protonledandemembran-elektrolysör

BRP - Balansansvarig part

BSP - Balanstjänsteleverantör

CAPEX - Kapitalkostnader eller Kapitalutgifter

BoL - Livstidens början

EoL - Livslängdens slut

HHV - Högsta värmevärde

LHV - Lägsta värmevärde

η - Verkningsgrad

Best – case - Bästa scenariot

Worst – case - Sämsta scenariot

LCOH - Genomsnittliga kostnaden för att producera en enhet vätgas över hela livslängden för en vätgasproduktionsanläggning.

Futures - Standardiserade avtal mellan två parter att köpa eller sälja en viss mängd av en underliggande tillgång till ett förutbestämt pris vid en framtida tidpunkt.

1 Inledning

Den rådande klimatkrisen ställer världen inför en akut uppgift att minska mängden växthusgasutsläpp. EU har satt miljömål, med visionen att nå klimatneutralitet före 2050 och ett mål att minska växthusgasutsläppen med minst 55% till 2030. För att nå dessa mål krävs omställningar inom flera områden och innovativa lösningar. En del av lösningarna för att ställa om till en grönare värld bygger på att ersätta fossila bränslen med vätgas, exempelvis kol i stålindustrin och bensin samt diesel i transportsektorn.

Vätgas är en energibärare som kan framställas genom elektrolys och reformering av metan. Vid elektrolys delas vattenmolekyler till syrgas och vätgas med hjälp av elektricitet, utsläppen som denna process ger upphov till beror på emissionsfaktorn på den el som används. Vid reformering av metan beror mängden utsläpp på om det är fossilgas eller biogas som reformeras. Båda ger upphov till samma utsläpp lokalt men biogas produceras genom nedbrytning av biologiskt material och har på så vis ett hållbart kretslopp till skillnad från fossilgas.

Detta arbete syftar till att undersöka om det går att på ett lönsamt sätt ersätta en delmängd av den vätgas som produceras genom reformering av fossilgas med vätgas producerad genom elektrolys. Det skulle kunna ge upphov till lägre utsläpp och kunna appliceras brett då lönsamhet gynnar företag. För att undersöka detta gjordes en fallstudie av företaget Höganäs AB som använder vätgas i sin framställning av metallpulver. Det som ska undersökas är om en elektrolysör som komplement till deras nuvarande reformeringsanläggning skulle kunna minska både deras utsläpp och kostnader. Arbetet har utförts i samarbete med konsultföretaget AFRY för att bredda både vår och deras kunskap på området.

1.1 Motivering

För att bekämpa den förstärkta växthuseffekten krävs en snabb minskning av växthusgasutsläppen. Stålindustrin står för en betydande del av världens koldioxidutsläpp, och för att minska dessa utsläpp kan vätgas användas som ett alternativ till kol i produktionsprocessen. Höganäs AB är ett exempel på ett företag som använder vätgas i sin metallpulverproduktion genom reformering av fossilgas. Denna process resulterar i utsläpp av växthusgaser, och för att minska dessa utsläpp är det nödvändigt att utforska alternativa produktionsmetoder för vätgas. För att företag som Höganäs AB ska överväga att investera i alternativa produktionsmetoder för vätgas kan ekonomiska incitament behövas. Därför behöver även strategier undersökas hur vätgas kan produceras till en lägre kostnad jämfört med reformering av fossilgas.

1.2 Syfte

Syftet med detta arbete är att utforska möjligheten att integrera en elektrolysör för att reducera koldioxidutsläppen och öka lönsamheten vid produktion av vätgas, som ett komplement till befintlig fossilgasreforming på Höganäs AB.

1.3 Frågeställningar

- Är en elektrolysör som komplement till reformering av fossilgas lönsamt för Höganäs AB?
- Hur stor blir koldioxidbesparingen med en kompletterande elektrolysör jämfört mot endast reformering av fossilgas för Höganäs AB?
- Vilken typ av elektrolysör maximerar lönsamheten för Höganäs AB som komplement till deras reformering av fossilgas bäst?
- Vilken storlek av elektrolysör maximerar lönsamheten för Höganäs AB som komplement till deras reformering av fossilgas bäst?
- När bör en elektrolysör gå i drift för att maximera lönsamheten för Höganäs AB?

1.4 Avgränsningar

Elektrolysören kommer anslutas till fjärrvärmenätet och prissättningen för fjärrvärmen är estimerad, eftersom värmen har en låg temperatur. Ersättningen från att balansera elnätet på frekvensmarknaden går via balansansvarig, eventuell avgift som de tar ut är ej medräknad utan priserna på Svenska Kraftnäts hemsida har använts. Generelldata har används för kostnaderna för elektrolysören, då det inte gick att få ett pris för en nyckelfärdig elektrolysör installerad på plats på Höganäs AB.

1.5 Disposition

- **Kapitel 2:** Teori för att ge läsaren bakgrund om vätgas, utsläppsrätter, fjärrvärme, frekvensreglering, energimarknaden och elsystemet.
- **Kapitel 3:** Beskriver metoden där dimensioneringen av elektrolysören bestämdes efter behovet på Höganäs AB och lämplig elektrolys teknik valdes. En modell byggdes för att beräkna kostnadsbesparingar. Med hjälp av framtida priser på el, fossilgas, stödtjänster, fjärrvärme och utsläppsrätter. Sedan användes kostnadsbesparingen till en ekonomisk analys där livscykelkostnadsanalys användes för att undersöka lönsamheten och en känslighetsanalys utfördes.

- **Kapitel 4:** Resultat från modell presenteras samt livscykelkostnadsanalys och känslighetsanalys.
- **Kapitel 5:** Rapportens diskussion där resultatet diskuteras och felkällor analyseras från en elektrolysör som komplement till fossilgas reformering på Höganäs AB.
- **Kapitel 6:** Slutsats som besvarar rapportens frågeställningar och förslag på framtida arbete ges.

2 Teori

2.1 Vätgas

Väte är det lättaste grundämnet och den vanligaste förekommande atomen i universum. Vätgas bildas av två väteatomer och är en färglös, luktfri gas. Vätgas är en energibärare och den används för en rad olika ändamål. Beroende på hur vätgasen framställs så delas den in i dessa tio kategorier, se figur 2.1

Tabell 2.1: Olika kategorier av vätgas [1]

Färg	Energikälla	Vätgaskälla	Produktionsprocess	CO ₂ utsläpp
Grön	Förnybar energi	Vatten	Elektrolys	Inga direkta CO ₂ utsläpp
Orange	Energimix	Vatten	Elektrolys	Beror på energimixen
Rosa	Kärnkraft	Vatten	Elektrolys	Inga direkta CO ₂ utsläpp
Röd	Kärnkraft	Vatten	Termolys	Inga direkta CO ₂ utsläpp
Gul	Sol	Vatten	Termolys	Inga direkta CO ₂ utsläpp
Grå	Icke förnybara	Fossilgas	Reformering av metan	Höga utsläpp
Blå	Icke förnybara	Fossilgas/biogas	Pyrolys	Låga utsläpp
Turkos	Icke förnybara	Fossilgas	Glasifiering	Inga direkta CO ₂ utsläpp
Brun	Icke förnybara	Lignitkol/biomassa	Glasifiering	Höga utsläpp
Svart	Icke förnybara	Bituminös kol	Glasifiering	Höga utsläpp

Vätgas har en central roll inom övergången till hållbara energilösningar. Den gröna vätgasen, producerad med förnybar energi, anses vara en viktig komponent för att minska koldioxidutsläpp och främja en mer hållbar framtid.

Trots de positiva aspekterna av vätgasanvändning står höga produktionskostnader som en betydande utmaning, särskilt för grön vätgas producerad genom elektrolys med förnybar energi. Dessa kostnader hindrar dess breda industriella tillämpning. För att överkomma detta problem krävs fortsatt forskning, tekniska framsteg och smarta investeringar för att göra vätgasproduktionen mer kostnadseffektiv.

2.1.1 Användning i stålindustrin

Med svenska satsningar som Hybrit, H2GreenSteel m.fl. ersätts det fossila bränslet koks med vätgas. Vätgas går att använda i produktionen på olika sätt, för reduktion av järn-oxid eller för uppvärmingen av stålet i ett senare skede. Att producera stål från järnmalm och vätgas är en process som kallas direkt reduktion. Detta är ett alternativ till den konventionella järnframställningsmetoden, som använder kol som

reduktionsmedel i masugnar. Genom denna process erhålls rent järn (Fe) och vattenånga (H_2O). Det rena järnet kan sedan användas som råmaterial för ståltillverkning. Ett stort problem med att använda vätgas i stålproduktion är dess högre kostnad jämfört med vanliga metoder som använder kol. Stålintustrin står för ca 7 procent av världens CO_2 -utsläpp och omställningen till vätgas skulle därmed kunna ha en stor påverkan på klimatet. Det skulle krävas enorma mängder vätgas för att göra denna omställning, och detta medför förluster av energi i flera led av processen. För att implementera övergången till vätgas krävs framställning av vätgas, transport och användning av vätgas i stålproduktionen. Under dessa steg inträffar förluster av energi, vilket ökar den totala mängden energi som krävs. LKAB räknar med att de kommer behöva en tredjedel av dagens svenska elektricitetsbehov för deras omställning [2]

2.2 Framställning av vätgas

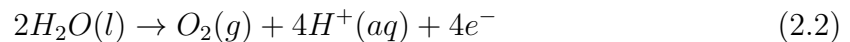
2.2.1 Elektrolyt

Elektrolyt är en process som används för att skapa vätgas genom att dela vattenmolekyler i beståndsdelarna väte och syre. För att göra detta används en likriktare som omvandlar från växelström till likström. Strömen går sedan ner i elektrolytlösningen via en positiv elektrod (anod) och en negativ elektrod (katod). Vätgas bildas via reduktion vid katoden och syrgasen bildas via oxidation på anoden. För varje syrgas molekyl bildas två vätgas molekyler. Vätgasen tas sedan upp och lagras och syrgasen släpps antingen ut i luften eller om det finns ett användningsområde kan även den också lagras.

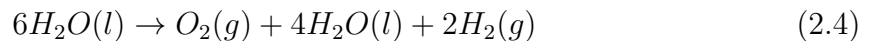
Vid katoden reduceras vattenmolekyler (H_2O) till vätgas (H_2) och hydroxidjoner OH^- . Varje vattenmolekyl tar upp en elektron från strömmen som induceras i elektrolyt lösningen och ger ifrån sig en väteatom och en hydroxidjon. Då väte och syre är diatomära molekyler och alltid binds i par behövs två vattenmolekyler som ger ifrån sig totalt två hydroxidjoner och två väteatomer. Väteatomerna binds sedan till varandra och bildar vätgas, detta ses i ekvation 2.1.



Vid anoden sker oxidation av vatten och produktion av syre samt positiva vätejoner (protoner, OH^+). På den negativa sidan (anoden) hämtar strömmen två elektroner per vattenmolekyl, då oxidationstalet för syre är minus två så behöver molekylen lämna ifrån sig två elektroner. Syre är en diatomär molekyl därmed behövs två vattenmolekyler som ger ifrån sig fyra hydroxidjoner, och två syre atomer som bildar syrgas, detta ses i jämnviktsekvationen 2.2.



Om ekvation 2.1 multipliceras med två och ekvationerna kombineras fås följande 2.3. Efter några förenklingar observeras den slutgiltiga balanserade kemiska ekvationen för elektrolyt av vatten, där två vattenmolekyler bryts ned för att bilda två vätgasmolekyler och en syrgasmolekyl 2.5 [3]



Elektrolyt processen kan ske med hjälp av en elektrolytör som kan delas in i, system, stack och cell nivå.

- **System nivå:** En elektrolytör analäggning består av flera komponenter. Flera stackar (där själva separeringen av vatten till vätgas och syre sker), kraftelektronik för omvandling från växel till likström, vattenförsörjning och rening, kompression samt kylning där fjärrvärme kan utnyttjas.

- **Stack nivå:** i en stack finns celler ihopkopplade i serie, distanser (material som isolerar elektroderna ifrån varandra), ram och tätningar för att hålla stacken fri från läckage.
- **Cell nivå:** Den elektrokemiska processen sker i cellen, den genomförs med hjälp av två elektroder (anod och katod) som är nedsänkta i en flytande elektrolyt eller finns nära en solid elektrolytmembran. Det finns även två porösa transportlager som transporterar (till exempel vattenmolekyler) till elektroderna. De bipolära plattorna fungerar som ledande ytor och bidrar till att fördela strömmen över elektroderna jämnt, samt ger stöd och fördelar vätskeflödet. [3]

2.2.2 Alkalisk vatten-elektrolysör (AEC)

Alkalisk vattenelektrolys var den elektrolystekniken som etablerades först, den uppfanns i början av 1800-talet. Så tidigt som 1902 fanns fler än 400 stycken vatten-elektrolysörer uppkopplade med diafragma mellan elektroderna för att undvika att vätgas och syrgas blandas. Då de första trycksatta elektrolysörena utvecklades byggdes de med asbest-cement som diafragma, asbest upptäcktes sedan vara hälsofarligt. Idag byggs de med nya säkra material (t.ex. polysulfoner) i alla kommersiella AECs, men då förfinandet av AECs inte har fokuserats på prestanda per storlek finns fortfarande mycket arbete att göra med materialen i cellerna. [4]

Beskrivning av tekniken

För Alkalisk vatten-elektrolysör och som för de flesta elektrokemiska tekniker, är effektivitet, värmeproduktion och mängd vätgas som bildas relaterat till hur mycket elektrisk effekt anläggningen använder. Volymen el som matas driver separationen av vätgas och syrgas från den vätskeformiga elektrolyten bestående av kalium- eller natriumhydroxid blandat med vatten. Nickel kan användas som katalysator och en keramiskt skiljevägg används för att förhindra blandningen av syrgas och vätgas. Den basiska elektrolyten skapar problem i form av korrision vid högre temperaturer. Prestandan är inte speciellt hög i förhållande till anläggningens area, yt-arean per effekt är 40-60 kvadratmeter per megawatt. Som medför att konstruktionen kan bli stor om höga effektkrav önskas. [4]

2.2.3 Protonledandemembran-elektrolysör (PEMEC)

PEM-elektrolys för vätgasproduktion har sina rötter i klorframställningsindustrin, där elektrolys har tillämpats sedan 1800-talet. Det var inte förrän på 1970-talet som polymera material började användas, då dessa tidigare inte var tillräckligt stabila för ändamålet. Under de senaste 30 åren har det skett betydande teknikutvecklingar, och PEM-elektrolys har utvecklats till att vara den mest använda elektrolystekniken idag. [4]

Beskrivning av tekniken

Protonledandemembran-elektrolysörer med en fast elektrolyt använder idag endast vatten på anoden, syrgassidan. Detta möjliggör tillverkning av relativt kompakta enheter med en area per effekt på 30-40 kvadratmeter per megawatt. Kombinationen av hög vätgasrenhet och snabb reglering gör dem till ett attraktivt val för processer med varierande lastförhållanden. Trots dessa fördelar finns det nackdelar i form av osäkerhet kring teknikens faktiska livslängd och användningen av ädelmetaller, vilket bidrar till dess höga kostnad.[4]

2.2.4 Fastoxids-elektrolysör (SOEC)

SOEC är den elektrolysteknik som är nyast på marknaden. SOEC är en lovande teknologi för elektrolytisk vätgasproduktion och har sett stora framsteg sedan dess början på 1980-talet. I slutet av 2010-talet blev den tillgänglig för kommersiellt bruk. [4]

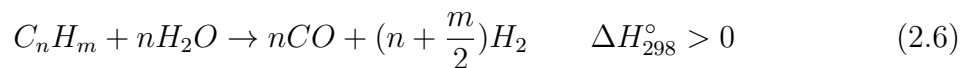
Beskrivning av tekniken

Som namnet antyder bygger fastoxid-electrolysis på användningen av keramer eller fasta oxider i elektrolyt och elektroder. Den körs vid höga temperaturer och ger en hög verkningsgrad, vilket gör att det krävs betydligt mindre mängd el för att skapa samma mängd vätgas jämfört med AEC och PEMEC. Den kräver också minst effekt per yt area, 14 kvadratmeter per megawatt. Uppstarttiden är lång och därför kyls dessa system aldrig ner utan går på tomgång i varmt läge när de inte producerar vätgas. [4]

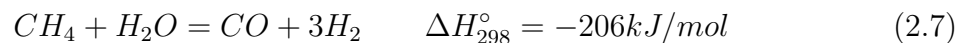
2.2.5 Reformering av fossilgas

Den vanligaste processen är ång-reformering från fossilgas med en nikelkatalysator, även kallad "steam methane reforming" (SMR) som sker i följande tre steg.

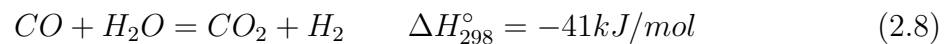
Först så behöver metanet behandlas för att underlätta SMR processen, se ekvation 2.6.



Sedan utsätts metanet för högtempererad ånga, vanligtvis 700 grader. Ångan bryter ned metanet i ekvation 2.7 och reagerar med det för att bilda väte och kolmonoxid.



I den så kallade vatten-gas-shift-reaktionen 2.8 reagerar den bildande kolmonoxiden med ytterligare vattenånga för att producera mer väte och koldioxid.



Till sist separeras väte från de övriga biprodukterna såsom koldioxid för att få ren vätgas. Detta görs med olika metoder såsom trycksättning eller membranseparation. [5]

2.3 Utsläppsrätter

Utsläppsrätter är ett ekonomiskt styrmedel som används för att reglera och minska utsläppen av växthusgaser. Utsläppsrätter är en del av många länder och regioners strategier för att bekämpa klimatförändringar. Grundidén är att begränsa den totala mängden växthusgaser som får släppas ut genom att tilldela eller sälja utsläppsrätter till företag och organisationer. Utsläppsrätterna mäts i ton koldioxidekvivalenter och är hur mycket utsläpp av växthusgaser som tillåtes. Om företagen släpper ut och redovisar mer utsläpp av växthusgaser än motsvarande mängd som de har köpt utsläppsrätter för kan de behöva betala böter, har de mer utsläppsrätter än de behöver kan de antingen spara eller sälja dem vidare till andra företag. [6]

Utsläppshandel

Systemet i EU för handel med utsläppsrätter heter EU ETS och styrs av politik och politiska målsättningar. Det är obligatoriskt för företag att delta som verkar inom branscherna produktion av el och värme, industri och flygtrafik. Tillsammans står dessa företagen för 40 % av EU:s totala utsläpp. Handeln av utsläppsrätter styrs av detaljerade EU-direktiv men kan sammanfattas med fem regler. EU bestämmer ett tak, utsläppstaket som minskar varje år och bestämmer hur mycket utsläppen får vara för deltagarna. Mängden utsläpp som är tillåten fördelas på utsläppsrätterna och de säljs eller delas ut gratis till företag. Utsläppsrätterna ger deltagarna, det vill säga företagen eller organisationerna rätten att släppa ut ett ton koldioxid. Varje år måste deltagarna redovisa sina utsläpp och lämna över motsvarande utsläppsrätter. Deltagarna har möjlighet att sälja och köpa utsläppsrätter mellan varandra likt en aktiemarknad som styrs av utbud och efterfrågan, då de måste ha minst samma mängd utsläppsrätter som de har utsläpp annars får de böta. Detta skapar ett ekonomiskt incitament för deltagarna att investera i miljövänlig produktion för att inte riskera påföljder som böter och sanktioner. [7]

2.4 Fjärrvärme

Fjärrvärme är en metod för produktion och distribution av värme. Värmen kan vara t.ex restvärme från industri eller producerad i ett värmeverk, den distribueras ut till kunder via rörsystem. Där används den för uppvärmning av tappvatten och lokaler via byggnadernas radiatorer. Jämfört med småskaliga alternativ är värmeproduktion från ett kraftvärmeverk mycket effektivt och använder mindre bränsle, det producerar samtidigt el. För konsumenterna är detta ett smidigt uppvärmningssystem som kräver en liten arbetsinsats. I varje hus krävs det att kunden har ett centralvärmesystem. Värmen överförs från distributionsnätet som kallas primärsidan till husets värmesystem som kallas sekundärsidan. Detta sker antingen genom avtappning eller genom en värmeväxlare som överför värmen mellan två slutna system utan att blanda medierna. Värmen i huset regleras sedan genom en ventil på värmeväxlaren, den styr temperaturen på tappvattnet alternativt i radiatorsystemet. [8]

2.4.1 Fjärrvärmesystem kopplat till en elektrolysör

Restvärmen från en elektrolysör kan kopplas in till ett fjärrvärmenät. Där värmen hämtas från elektrolysören, och sedan överförs vidare till fjärrvärmenätet. Den kalla sidan från fjärrvärmenätet används som kylning för elektrolysören och gör därmed att en investering i ett kylningssystem kan slopas. Verkningsgraden på elektrolysen är högst när den är i nyskick och minskar med ca 1 % per år, från ca 70 % ner till 60%. Detta innebär att restvärmen som går att använda till fjärrvärmen ökar för varje år som elektrolysören är i drift. Energieffektiviteten kan optimeras och ökas med en uppkoppling till ett fjärrvärmenät, verkningsgraden för hela systemet går från 60-70 % till 95%. Fjärrvärmesystemet från en elektrolysör på 22,7 MW ger en restvärme på 6,4 MW vid start och 9,4 MW vid slutet av livscykeln. Temperaturen ut från en PEM elektrolysör kan variera kraftigt men normalt sätt ligger temperaturen runt 60 grader. Den värmen kan antingen användas i ett lågtempererat fjärrvärmenät eller värmas upp ytterligare med en värmepump för att komma upp i nätets erforderliga temperatur. [4]

2.5 Elsystemet

2.5.1 Sveriges elnät

Sveriges elnät är uppbyggt av transmissionsnät och distributionsnät samt utlandsförbindelser. Elnätet kan jämföras med vägar, transmissionsnätet är motorvägarna för el och distributionsnätet är gator och landsvägarna för elen. Företagen som underhåller och sköter driften har monopol på elnätet, det går alltså inte att välja vilket elnätsföretag som fastigheten är uppkopplad till. [9]

Transmissionsnätet

Transmissionsnätet även kallat stamnätet ägs av svenska kraftnät och sköter överföringen av el från de stora elproducenterna, t.ex vatten, vind eller kärnkraftverk över hela landet till distributionsnäten. Samt kopplar samman sverige med grannländerna som ses i fig 2.2 Spänningen är hög, 400kV eller 220kV för att minska strömförlusterna. [9]

Distributionsnätet

För att transportera elen vidare från transmissionsnätet används distributionsnätet, det består av regionnät och lokalnät. Regionnätet ägs av de större elnätsföretagen och har en spänning på 130kV, stora elanvändare är ofta anslutna direkt till regionnätet. Den sista biten ut till majoriteten av elanvändarna sker med lokalnätet. Lokalnätet har spänning på 40kV ner till 230volt. [9]

Utlandsförbindelser

Det svenska elnätet är sammanlänkat med närliggande länder via utlandsförbindelser. Via växelströmsförbindelser om ländernas elnät ligger i fas och i samma synkronområde med varandra. Sverige är med i det nordiska synkronområdet tillsammans med Norge, Finland och Danmark. För att kunna skicka el långa avstånd samt mellan olika synkronområden så används likströmskablar (HVDC). [9]

2.5.2 Elområden

För att kunna hantera flaskhalsar i transmissionsnätet är Sverige indelat i flera elområden, SE1, SE2, SE3 och SE4, ses i figur 2.1. Indelningen baseras på var det finns överföringsbegränsningar i elnätet som ofta är i fara för överbelastning. I det svenska transmissionsnätet finns det flaskhalsar mellan norra och södra delarna av landet. Det beror på att det finns ett överskott av billig el i norra delarna av Sverige och större delen av förbrukningen sker i södra delarna. Flaskhalsarna uppstår i nätet när det inte fysiskt klarar att överföra så mycket el som marknaden önskar. [9]



Figur 2.1: Elområden från Svenska Kraftnät som tillåtit användning av deras bilder i detta arbete [10]



Figur 2.2: Transmissionsnätet från Svenska Kraftnät som tillåtit användning av deras bilder i detta arbete [11]

2.5.3 Frekvensstabilitet

För att elsystemet i Sverige ska fungera måste frekvensen hållas inom ett smalt spann runt 50Hz. Med frekvensstabilitet menas systemets förmåga att hålla en stabil frekvens efter en störning i balansen mellan förbrukning och produktion. Vid mindre frekvenspåverkan används primär- och sekundärreglering, vid större frekvenspåverkan aktiveras skyddsfunktioner för att stabilisera frekvensen. Om frekvensen faller under 48.8 Hz aktiveras AFK (automatisk förbrukningsfrånkoppling) då kopplas förbrukningen bort steg för steg för att rädda elsystemet från total kollaps. [12]

Stabiliteten i frekvensen påverkas främst av följande tre faktorer:

- **Tillgängliga stabiliserande resurser:** Stabiliserande resurser används för att ändra produktion eller förbrukning, för att stoppa avvikelser i frekvensen vid en störning. De finns i fem varianter, frekvenshållningsreserverna FCR-N, FCR-D och FFR, nödeffekt från likströmsförbindelser (EPC) och automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK). De har tre funktioner, transient frekvensstabilitet, kontinuerlig dämpning och skyddsåtgärder. Transient frekvensstabilitet orsakas exempelvis av hastig bortkoppling av en stor produktionskälla. Den kontinuerliga dämpningen behöver hållas hög för att minimera risken av frekvenspendlingar som leder till bortkoppling av generatorer och last. Skyddsåtgärderna aktiveras för att stoppa att frekvensen når nivåer där bortkoppling av generatorer och last inträffar.

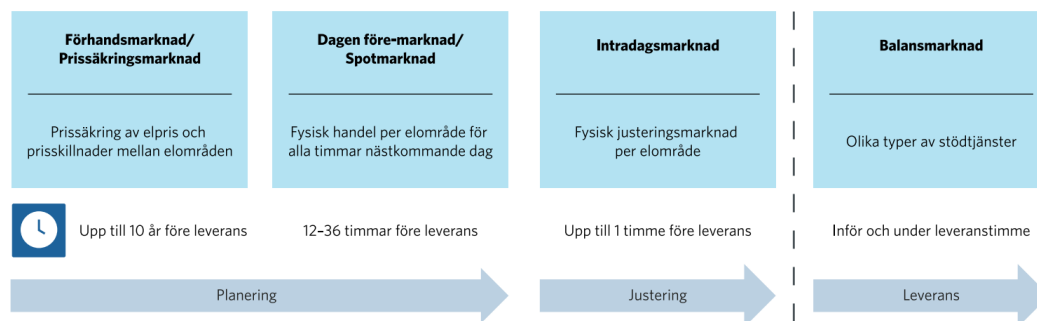
- **Kraftsystemets egenskaper:** Kraftsystemets tålighet mot störningar beror till stor del på hur mycket rotationsenergi som finns i systemet. Hur den sammansatta förbrukningen av el beter sig vid en frekvensändring avgör hur stor tåligheten i systemet är. Beteendet vid en frekvensändring är i regel att den sammansatta förbrukningen först minskar för att sedan öka långsamt igen.
- **Storleken på den obalans som uppkommer vid störningen:** Den dimensionerande obalansens storlek bestäms av den största störningen som kan uppstå vid avbrott av produktion eller förbrukning. Även kallat det dimensionerande felet eller N-1 kriteriet. N-1 kriteriet innebär att elsystemet ska kunna fortsätta att fungera stabilt även om en punkt går ner eller kopplas bort t.ex en ledning.

2.6 Energimarknaden

2.6.1 Elmarknaden

För att handel med el ska kunna ske behövs en marknad. Sverige ingår i den nordisk-baltiska elmarknaden, den består av följande fyra delmarknader som handlas i olika tidsintervall 2.3

Elmarknad



Figur 2.3: Elmarknaden från Svenska Kraftnät, handel med el i olika tidsintervall [13]

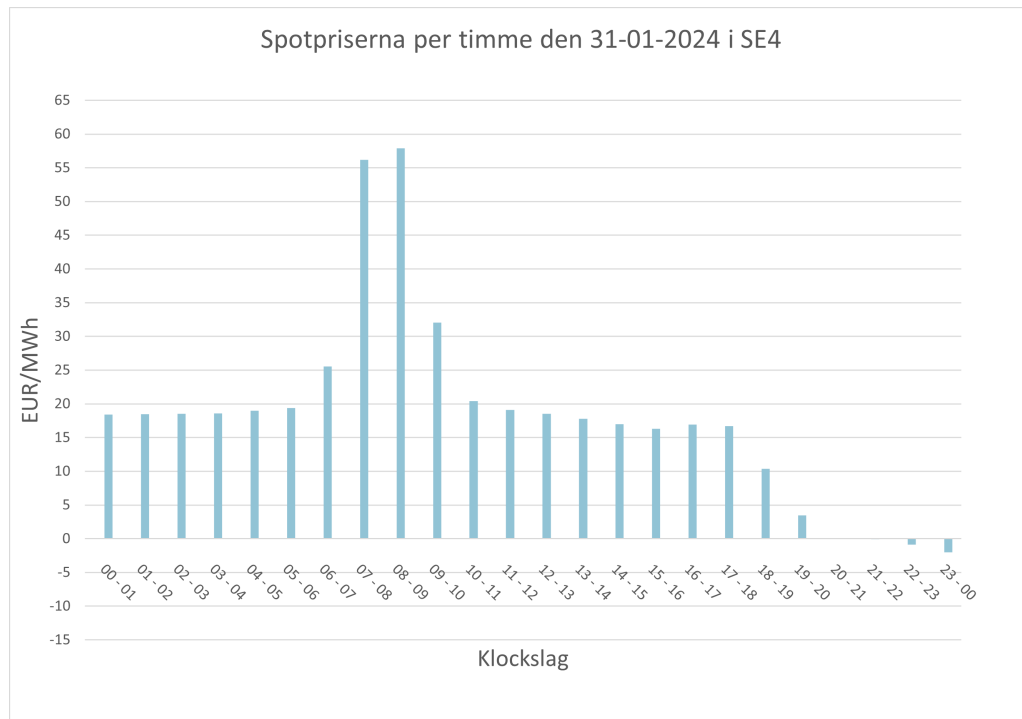
Förhandsmarknad

På den långsiktiga marknaden även kallad förhandsmarknaden kan aktörer skydda sig mot prisändringar genom att säkra priset via terminshandel. Handeln sker innan den faktiska leveransen av elektricitet, genom futures via Nasdaq Commodities där aktörerna kan köpa kontrakt för att säkra skillnaden mellan spotpriserna och systempriset, på månads, kvartal eller årsbasis. [13]

Dagen före-marknad

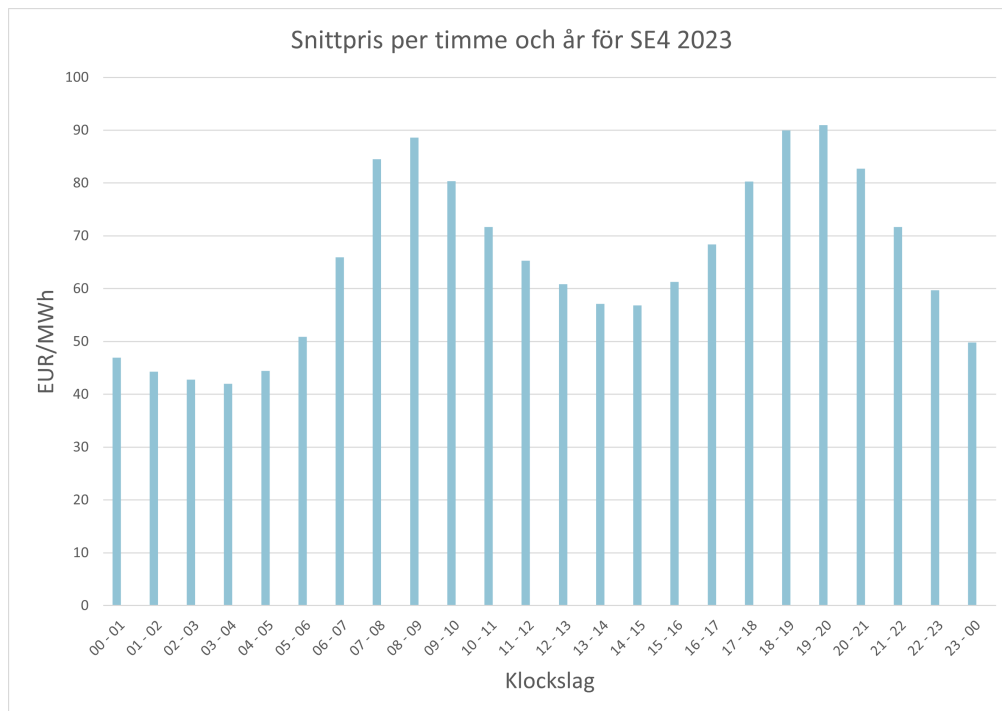
Den största mängden el handlas på dagen före-marknaden även kallad spotmarknaden genom elbörserna Nord pool och EPEX spot. Priset på elen som säljs på spotmarknaden är den samma över de två börserna. En gemensam auktion sker en gång per dag för nästa dygn, det kallas marknadskoppling. Köpare och säljare meddelar vilken mängd el de vill köpa och sälja för varje timme mellan kl 00 och 24 det kommande dygnet, samt pris och vilket elområde de befinner sig i. Auktionen sker kl 12 dagen före leveransdag där alla köp och säljbuden matchas. Spotpriset blir sedan det jämnviktspris som uppstår där efterfrågan och utbudskurvorna skär varandra. Priset är samma för alla, d.v.s. marginalprissättning används och bestäms från hur mycket det kostar att producera den sista kilowattimmen som behövs för att täcka hela efterfrågan. [13]

Det finns hög volatilitet på timbasis i spotpriserna som kan ses i figur 2.4 den 31 januari 2024 i elområde 4 kl 08 var priset över 50 Euro/MWh och bara 12h senare var priset 0 Euro/MWh kl 20.



Figur 2.4: Spotpriserna 31-01-2024 för prisområde SE4 från Nordpool [14]

Denna höga volatilitet kan konsumenterna utnyttja med ett timprisavtal, genom att kolla på dagen före marknaden och flytta förbrukningen till de timmar som spotpriserna är som lägst. Volatiliteten kan även ses i figur 2.5 på medelprisbasis, snittpriserna för varje timme år 2023.



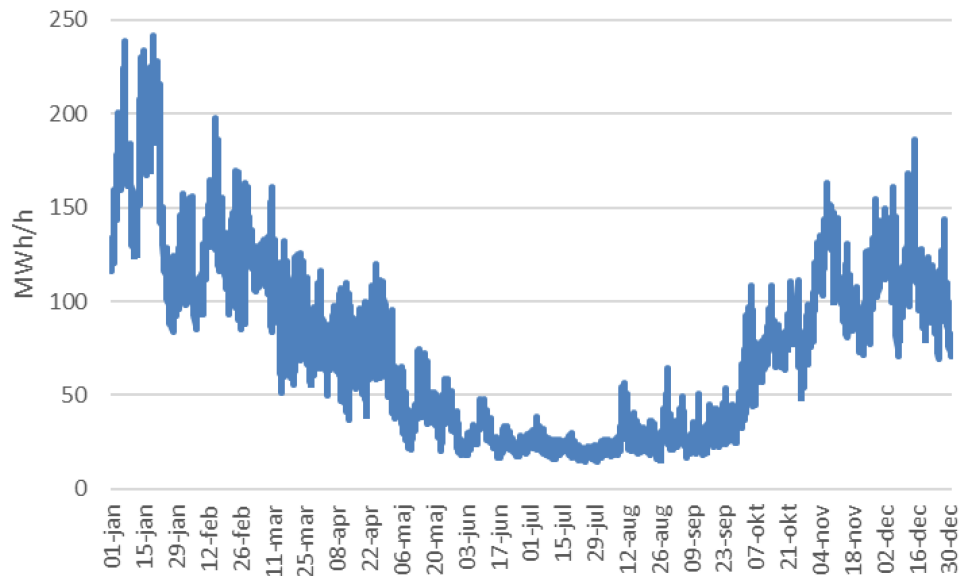
Figur 2.5: Medelpris per timme år 2023 uträknad med prisdata från Nordpool [15]

Intradagsmarknad

För att justera volymen som handlades upp på dagen före-marknaden på grund av väder, avbrott, import eller export till gränsländerna används intradagsmarknaden. Handeln stänger 1h innan leveransen av elen och det är främst balansansvariga som handlar för att se till att all el som produceras matchas med förbrukningen i deras områden. Efter varje drifttimme utförs en balansavräkning från Svenska Kraftnät på alla balansansvariga då de inte alltid lyckas hålla perfekt balans. Där syns vem eller vilka som orsakat obalansen och hur stor kostnaden blev, denna kostnad får sedan respektive balansansvarig betala för att skapa ett incitament mot perfekt balans mellan produktion och förbrukning i deras områden. Precis som på dagen före-marknaden sker handel via handelsplatserna Nordpool eller EPEX spot. [13]

2.6.2 Fjärrvärme

Fjärrvärmebehovet är störst under vintern och lägst under sommarhalvåret i Sverige då det beror på utomhustemperaturen. Detta kan ses i figur 2.6



Figur 2.6: Exempel på hur värmebehovet kan se ut under ett år [16]

Det finns flera olika anläggningar som jobbar i harmoni för att tillgodose och säkerställa värmebehovet med en hög leveranssäkerhet. Kapaciteten anpassas så att de anläggningar som används flest drifttimmar har lägst rörlig kostnad då de kräver stora investeringar. För att täcka kortsiktiga topplast perioder används anläggningar med lägre investeringskostnader som har högre rörliga kostnader. Anläggningarna brukar kallas för baslast-, mellanlast- och spetsanläggningar. De kan antingen vara hetvattenanläggningar som bara leverar värme eller kraftvärmeanläggningar som leverar både värme och el. Vid höga elpriser kan de rörliga intäkterna överstiga de rörliga kostnaderna då de får en intäkt från elproduktionen. Största delen av de rörliga kostnaderna kommer från bränslet som brukar bestå av returträ, trädbränslen, pellets och bioolja. Avfall t.ex. sopor som inte kan återvinnas och bara användas för energiåtervinning till fjärrvärme, är ett mycket billigt bränsle till en kraft-värmeanläggning då samhället får betala för att det ska tas hand om.

Värdet av överskottsvärmen från en elektrolysör till fjärrvärmenätet bestäms av alternativkostnaden jämfört med andra anläggningar i det lokala nätet den är ansluten till. Detta värde blir särskilt viktigt när det inte finns tillgängliga anläggningar för kraftvärme eller avfallsförbränning med låga eller inga kostnader. Om det exempelvis finns en pelletspanna som baslast och en biooljepanna som spetslast och biooljepriset är 1400 SEK/MWh medan pelletspriset ligger på 500 SEK/MWh, kan elektrolysören ersätta pellets under sommaren och bioolja under vintern. Vid en pannverkningsgrad på 89% skulle värdet från elektrolysören variera mellan 560-1570 SEK/MWh. [16]

2.6.3 Fossilgas och biogas

Fossilgasnätet byggdes ut först 1985 i Sverige och står för 3% av energimixen men i södra Sverige, Halland, Jönköping, Skåne och västra Götaland står det för 20 % via västsvenska fossilgasnätet. Sverige har ingen egen produktion av fossilgas utan allt importerar in genom gasledningen från Danmark till Skåne. Största delen av gasen i nätet är metan från fossilgas men 2021 var andelen metan från biogas 30%. Användningen är framförallt till råvara och processbränsle inom industrin, kraft och fjärrvärmeproduktion och till privatbostäder för uppvärmning och matlagning. [17]

Gasmarknaden

Den svenska gasmarknaden är konstruerad för att det ska vara balans mellan inmatning och uttag i gasnätet. Ägaren av det svenska transmissionsnätet är Swedegas och de har ansvaret för underhåll, drift och fördelning av kapacitet. Distributionsnätägarna bokar kapacitet direkt av Swedegas och kunderna bokar sedan kapaciteten från distributionsägarna, förutom de kunder som har avtal direkt med transmissionsnätet. För att balansen ska hållas mellan inmatning och uttag behövs en balansansvarig som har avtal med gasleverantörerna och ser till att slutkundernas förbrukning motsvarar tillförseln. Balanseringen sker dygnsvis och toleransnivån för kortvariga obalanser i nätet kan vara så hög som 25% av en vinterdagsförbrukning. Detta kan hanteras då transmissionsnätet fungerar som ett lager. Priset är svagt säsongsberoende och då överföringskapaciteten i nätet är stor så är prisskillnaderna över hela Europa försumbara.[18]

Fossilgas vs Biogas

fossilgas är ett fossilt bränsle som bildats långt ner i jordskorpan av organsikt material från höga temperaturer och tryck. Det består av 90 procent metan och utvinns från fickor i jordskorpan. Biogas är en förnybar energikälla som bildats via anaerob nedbrytning av gödsel, matafall och växter. Precis som fossilgas består biogas av största delen metan, 75 procent som vid förbränning släpper ut koldioxid. Skillnaden är att fossilgas frigör koldioxid från kol som lagrats i jordskorpan i miljontals år och därmed ökar koldioxidhalten i atmosfären snabbare än vad som kan absorberas av växtligheten på jorden. Medan förbränningen av metan från biogas släpper ut koldioxid i samma mängd som redan bundits upp i biomassan och absorberats från atmosfären sedan tidigare. Därför är biogas koldioxidneutral när den förbränns och är ett mer miljövänligare alternativ än fossilgas. [19]

2.7 Frekvensreglering

Svenska Kraftnät har ansvaret för att all produktion matchas mot förbrukningen, och för att kunna göra det köper de in stödtjänster som kan reglera produktionen och förbrukningen upp och ner. Det finns olika kategorier av stödtjänster, var och en med olika parametrar så som effekt, regleringstid och tid de behöver vara aktiverade. Dessa tjänster kan vara antingen automatiska eller manuella och har olika användningsområden. Vissa stöder kraftsystemet under normala driftsförhållanden för att bibehålla stabilitet, medan andra aktiveras endast vid större störningar eller nödsituationer. [13]

Frekvensreglering är en typ av stödtjänst som upphandlas av Svenska kraftnät för att balansera frekvensen i elnätet till 50 Hz. Det finns tre typer av Frekvensreserver, FFR (Fast Frequency Reserve), FCR (Frequency Containment Reserve) och FRR (Frequency Restoration Reserve). Alla har olika frekvensspann som de verkar inom och olika krav på aktiveringstid och hur länge de behöver vara aktiverade. Stödtjänsterna aktiveras när det blir störningar i elnätet, antalet frekvensavvikelse var i snitt 36000 per år för överfrekvens och 34000 för underfrekvens. Frekvensen avvek från det normala intervallet 49.9Hz-50.1Hz, 2% av tiden, och var under 48.8Hz eller över 50.2Hz, 0.25% av tiden. Frekvensreglering kan användas i samband med en vätgasanläggning, och ersättningen betalas ut oavsett om stödtjänsten aktiveras eller inte. Detta skapar en alternativ intäkt för en vätgasanläggning, det kan förbättra lönsamheten och förkorta återbetalningstiden. Då det har en liten påverkan på kostnaden och den bara aktiveras en liten andel av drifttimmarna i snitt per år. Det medför att intäkterna som kommer in blir ren vinst och återbetalningstiden minskar med 30-50%. Via Svenska Kraftnät finns det totalt sex frekvensreserver som det går ansluta till, se figur 2.7. [20]

Avhjäljande åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
FFR	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR
Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållningsreserv -Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv -Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv -Normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal)	Automatisk Frekvensåterställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvensåterställningsreserv (Manual Frequency Restoration Reserve)
Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 1 MW	Minsta budstorlek Kapacitetsmarknad: 1 MW** Energiaktiveringsmarknad: 5MW
Aktivering Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Aktivering Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Aktivering Manuellt på begäran av Svenska kraftnät
Aktiveringstid Tre alternativ för 100 %: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,70 Hz)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D upp redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D ned redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-N redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvenshållningsreserver (FCR)	Aktiveringstid 100 % inom 5 minuter	Aktiveringstid 100 % inom 15 min
Volymkrav för Sverige Upp till ca 100 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 558 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 538 MW*	Volymkrav för Sverige 231 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 111 MW	Volymkrav för Sverige Kapacitetsmarknad: Upp till 200 MW Energiaktiveringsmarknad: Inga volymkrav
Uthållighet - Uthållighet: 30 sek alternativt 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 minuter	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h

Figur 2.7: Kravbild för frekvensreserver, minsta budstorlek, aktiveringstid och uthållighet för varje stödtjänst[21]

2.7.1 FFR Fast Frequency Reserve

FFR aktiveras när en störning uppstår och då frekvensen sjunker snabbt till följd av en större störning. Den upphandlas mest på sommarhalvåret då svängmassan i systemet är låg och FCR-reserverna inte räcker till. Tjänsten finns i tre varianter (FCR-N, FCR-D upp och FCR-D ned) med olika aktiveringstid och aktiveringsfrekvens. Den ska uthålligt levera effekt i 5 alternativt 30 sekunder och ska kunna återaktiveras igen efter 15 minuter. Under 2021 var frekvensen tillräckligt låg för att aktivera FFR fem gånger. Den aktiverades dock endast bara en gång, för att svängmassan var tillräckligt hög i systemet så att FCR-D bedömdes tillräcklig för att hantera bortfallet för resterande fyra gånger. FFR intröddes 2020 för att säkerställa stabiliteten i elnätet vid tillfällen med låg svängmassa. Vindkraften spås fortsättas att byggas ut, det gör troligtvis att aktiveringarna av FFR kan komma att öka på grund av relativt sett minskad andel svängmassa i systemet. [20]

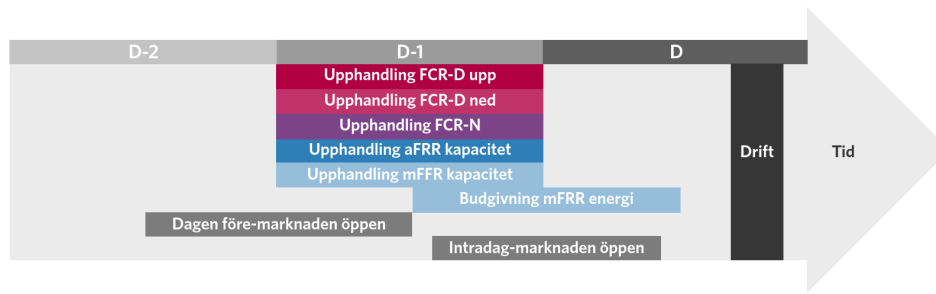
2.7.2 FCR Frequency Containment Reserve

FCR aktiveras snabbt men långsammare än FFR, den används för att säkerställa att frekvensen inte avviker ytterligare från 50Hz vid en pågående störning. Tjänsten finns som tre olika alternativ FCR-N, FCR-D (upp) och FCR-D (ned). FCR-N aktiveras vid normaldrift när frekvensen är mellan 49.9Hz och 50.1Hz, leverantörerna av denna tjänsten måste kunna reglera symmetriskt det vill säga lika mycket ned som upp i effekt. FCR-D (upp) är frekvenshållningsreserven som aktiveras linjärt mellan 49.9Hz och 49.5Hz, maximal aktivering sker vid 49.5Hz. Den ska levera 50% av den avropade effekten inom 5 sekunder. I fall att frekvensen stabiliseras och återgår tillbaka och förbi 49.9Hz på kortare tid än 5 sekunder kan en aktivering komma att ställas in. En uppreglering av frekvensen sker genom att det tillförs effekt till elnätet (produktionen ökas) eller att förbrukningen minskas. FCR-D (ned) fungerar som FCR-D (upp) fast omvänt, den aktiveras automatiskt vid störd drift mellan 50.1Hz till 50.5Hz, full aktivering sker vid 50.5Hz. Nedreglering av frekvensen sker genom att förbrukningen ökas eller att produktionen minskas. [20]

2.7.3 FRR Frequency Restoration Reserve

FFR är två olika typer av frekvensåterställningsreserver, en manuell och en automatisk variant. FCR-D reserverna stoppar ett frekvensfall och FRR reserverna aktiveras för att avlasta FCR-D och återställa frekvensen tillbaka till 50Hz. aFRR aktiveras automatiskt och ska vara fullt aktiverad inom 5 minuter. Den kompenserar när faktiskt elförbrukning skiljer sig från prognostiserad, det gör att det i stort sätt alltid är en FFR leverantör inkopplad till elnät. Jämfört med FCR och FRR, som är beredskapstjänster och spenderar största delen av tiden i vänteläge, fungerar mFRR på ett liknande sätt som aFRR, men med en manuell aktivering. [20]

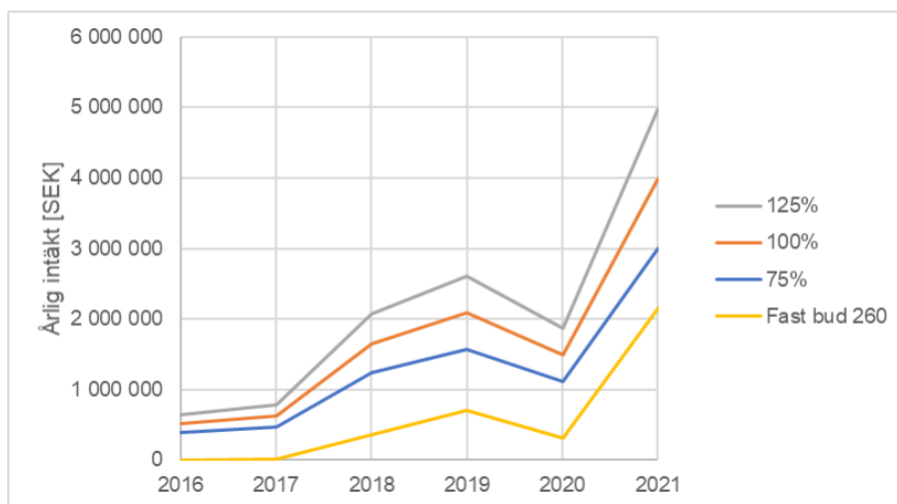
2.7.4 Handel med frekvensreserver



Figur 2.8: Upphandling av frekvensreserverna [21]

Stödtjänsterna handlas med olika krav på den så kallade kapacitetmarknaden. FFR upphandlas säsongsvist, fri prissättning råder. Svenska Kraftnät avropar de upphandlade resurserna i stigande prisordning och avtalad ersättning debiteras. FCR upphandlas i två varianter med olika priser, D-1 upphandlas en dag innan drifttimmen och i D-2 upphandlas kapaciteten två dagar innan drift. aFRR upphandlas dagen innan och mFRR fram till 45 minuter innan drifttimmen.

Leverantörerna får betalt för det pris på budet de lagt, på grund av detta finns det stor varians på ersättningar för samma tjänst mellan olika leverantörer beroende på budstrategi. Läggs ett för högt bud riskerar de att inte få vara med, lägger de ett lågt bud relativt konkurrenterna för att garantera att de får vara med och balansera elnätet riskerar de att bli underbetalda. Detta kan ses i figur 2.9 där det har lönat sig att lägga ett bud lite över historiskt medelpris. Detta gäller alla stödtjänsterna förutom mFRR där marginalprissättning gäller, det vill säga att sista och det dyraste budet som upphandlas sätter priset för alla. Från och med 2024 kommer alla stödtjänsterna gå över till marginalprissättning. [20]



Figur 2.9: Möjlig årlig intäkt per MW FCR-D(upp) för avropat bud om 75, 100 och 125% av historiskt medelpris timme för timme [20]

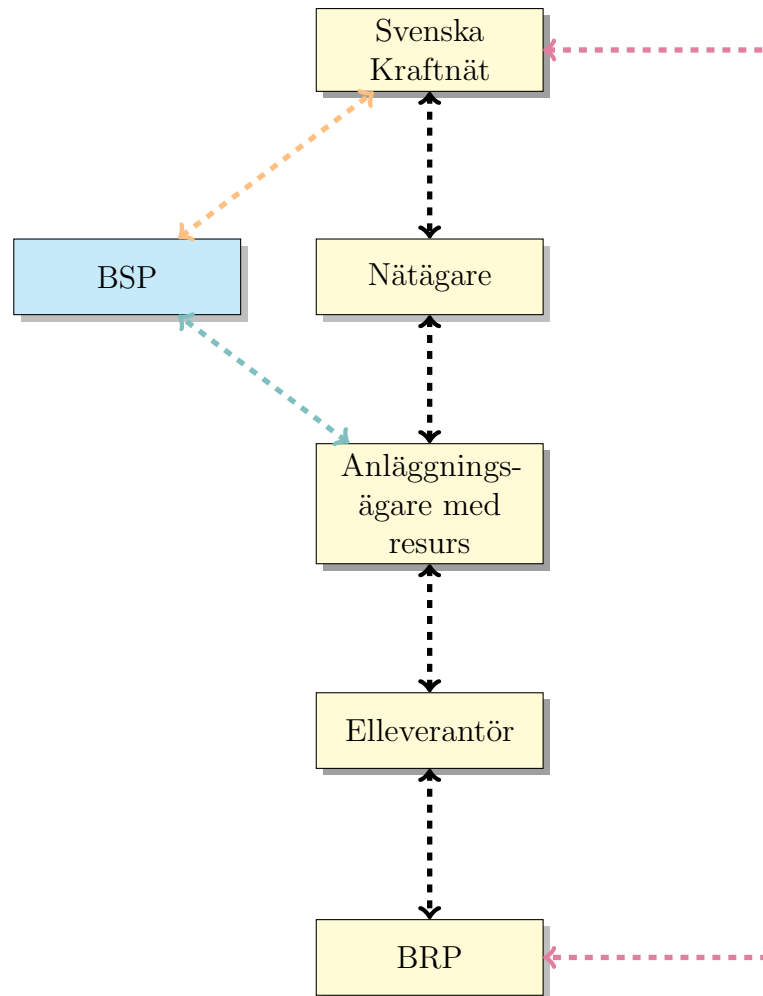
2.7.5 Utrustning för leverans av stödtjänster

Utrustning som producerar eller förbrukar el och är uppkopplade till elnätet kan bidra med frekvensreglering förutsatt att Svenska Kraftnäts förkvalificering och krav uppfylls [22]. Ett batteri som är uppkopplat kan antingen tillföra el (reglera upp) eller förbruka el (reglera ner). En anläggning kan antingen minska sin elförbrukning (reglera upp) eller öka sin förbrukning (reglera ned). En elektrolysör förbrukar el och kan öka frekvensen genom att minska sin effekt eller minska frekvensen genom att öka sin effekt. För att kunna vara med på alla typer av stödmarknader för frekvensreglering krävs en snabb reglering som t.ex. en gasturbin, batteri eller en PEM-elektrolysör möjliggör. Alkalisk elektrolysör eller en SOEC elektrolysör har för långsamma regleringstider så de är bara aktuella för aFFR och mFFR [4]. PEM (Polymer Electrolyte Membrane) kan framgångsrikt köras över ett stort effekt intervall mellan 20% och 100%. PEM har kortast tid för kallstart (10 sekunder) och varmstart ramphastighet på 1 sekunder. Detta gör den lämpad för alla regleringarna inklusive FFR som har högst krav. Svenska Kraftnät betalar ut ersättning utan att den upphandlade kapaciteten avropas, resursägarna får alltså betalt för att stå i beredskap. FCR-D är bara maximalt avropad 2% av drifttimmarna per år men lastcyklarna förväntas bli upp till 40 000 st per år. Detta kan ha en viss inverkan på underhållsbehovet och livslängden på anläggningen. [20]

2.7.6 Balansaktörsrollerna BSP och BRP

En BRP (Balance responsible party) har som uppgift att matcha balansen från alla anslutna elnätskunder med den tillgängliga produktionen in i nätet. De prognostiserar hur mycket el alla nätanslutna kunder använder sig av och ser till att balans uppnås alla timmar på hela året samt står för den handel som sker på dagen före- och intradagsmarknaderna. Om en resursägare med en resurs som en elektrolysör vill leverera stödtjänster och koppla in sig till Svenska Kraftnät behövs ett kontrakt med en BRP. Detta för att upprätta ett avtal med vilka tider och vilken effekt som resursen ska delta på frekvensmarknaden med. Eftersom bara en BRP har möjlighet att delta på frekvensmarknaden krävs det en överenskommelse mellan resursägaren och balansansvarig. Dessa parter har i sin tur ett avtal med Svenska Kraftnät för att sälja kapaciteten på frekvensmarknaden. Från och med februari 2024 kommer strukturen på affären se ut enligt figur 2.10 då kommer det skapas en ny roll som heter BSP (Balance Service provider), där kommer alla avtal som är relaterade till frekvensmarknaden att hamna. En balansansvarig kommer kunna agera både BRP och BSP. Den nya rollen är skapad för att mindre företag som inte är och inte kan vara balansansvariga ska kunna hålla i avtalen mot Svenska Kraftnät.

Svenska Kraftnät ger ersättning till balansansvariga, ersättningen för avropade bud betalas ut från Svenska Kraftnät till de balansansvariga som i sin tur ersätter sina underleverantörer som i nästa led betalar ut ersättning till de som äger resursen. [23]



Färgbeskrivning:

- Balansavräkning
- Balanstjänstleveranser (FCR, aFFR, mFFR) och avtal mellan BSP och Svk
- Avtal mellan BSP och resursägaren

Figur 2.10: Modell över BSP och BRP hämtad från Svenska Kraftnät [24]

2.8 Ekonomisk teori

2.8.1 Nuvärdesmetoden

Nuvärdesmetoden används för att avgöra om en investering är lönsam eller inte med förutsättningarna som getts för de ingående variablerna. Nuvärdet är det beräknade framtida kassaflödet diskonterat med en ränta till nutid. Positivt nuvärde säger att investeringen är lönsam och negativ säger att den inte är lönsam. Beräkningen av nuvärde (NV) kalkyleras enligt följande formel:

$$NV = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i} = \frac{R}{(1+p)^n} + \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{(1+p)^i} \quad (2.9)$$

Nettonuvärdet (NNV) är skillnaden mellan nuvärdet och grundinvesteringen och beräknas som:

$$NNV = NV - G = \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{(1+p)^i} - G = \frac{R}{(1+p)^n} - G + \sum_{i=1}^n \frac{a_i}{(1+p)^i} \quad (2.10)$$

Där:

- C_i är det totala kassaflödet för år i ,
- R är restvärdet,
- a_i är det årliga inbetalningsöverskottet för år i ,
- p är diskonteringsräntan,
- n är investeringens ekonomiska livslängd, och
- G är investeringskostnaden (grundinvesteringen).

[25]

2.8.2 Payback-metoden

För att på ett förenklat sätt bedöma lönsamheten av en investering används Payback-metoden. Det är en enkel metod som inte tar hänsyn till diskonteringsräntan. Payback-tiden beräknas genom att dividera grundinvesteringen med det årliga kassaflödet. Detta ger en indikation på det antal år det tar för investeringen att återbetala sig själv.

$$\text{Paybacktid: } T = \frac{G}{a} \quad (2.11)$$

Där:

- G är investeringskostnaden (grundinvesteringen),
- a är det årliga inbetalningsöverskottet ,
- T är investeringens paybacktid i antal år.

[25]

3 Metod

Metoden består av fem övergripande delar:

- Företagskontakter
- System och samspel
- Konstruktion av modell
- Ekonomisk analys
- Känslighetsanalys

3.1 Företagskontakter

I genomförandet av detta arbetet har konversationer med relevanta personer inom branschen visat sig vara en viktig del för att komplettera information inhämtad från litteraturstudierna. Syftet med dessa konversationer var att utforska och erhålla insikter om ämnen som elektrolys, användningen av fossilgas och fjärrvärme, vätgasproduktion samt systemtjänster för frekvensmarknaden. Det finns flera aspekter som motiverar användningen av företagskontakter som en metod för att erhålla djupare förståelse för arbetet.

Många företag inom energibranschen har konfidentiella eller skyddade uppgifter om sin verksamhet och teknik. Företagskontakterna har möjliggjort åtkomst till information som både är lokalt beroende och inte tillgänglig för allmänheten, det har varit nödvändigt för att skapa en mer komplett och detaljerad bild av hur en elektrolys kan implementeras. Energibranschen påverkas starkt av lokala förhållanden och infrastruktur, genom kontakt med företag har en djupare förståelse för de lokala variationerna erhållits.

Konversationerna utfördes via videokonferenslösningar och kompletterades med mejl. Informationen som personerna bidrog med användes till investeringskalkyleringen och konstruktionen av modellen. Följande personer kontaktades; Magnus Pettersson som arbetar som energikordinator på Höganäs AB, Pernilla Ademar som är chef för affärsutveckling på Modyt, Björn Nilsson som arbetar som fjärrvärmeansvarig på Höganäs Energi, Martin Gierow som är produktchef för värme och kyla på Kraftringen.

3.2 System och samspel

Tanken med det här arbetet är att undersöka om en elektrolysör kan integreras för att minska koldioxidutsläppen och producera vätgas mer lönsamt, som ett komplement

till existerande fossilgas-reformering på Höganäs AB. För att göra detta undersöks lämpliga elektrolys-teknologier och-strategier för att optimera lönsamheten. Kostnaderna minskas och intäkterna ökas för elektrolysören genom att volatiliteten i elpriserna utnyttjas, överskottsenergi säljs som fjärrvärme samt försäljning av stödtjänster för frekvensreglering och minskar utgifter på utläppsrätter.

3.2.1 Motivering för val av vätgas kund

I Skåne finns det huvudsakliga vätgasbehovet i nordvästra Skåne i anknötning till gasnätet, specifikt Kemira i Helsingborg och Höganäs AB i Höganäs. Höganäs AB reformerar i nuläget fossilgas till vätgas men de har tidigare producerat vätgas genom elektrolys, därmed antas elnätet och transformator redan vara dimensionerat för en elektrolysör [26]. De har ett kontinuerligt behov av vätgas alla årets timmar till deras produktion av metallpulver, de använder årligen 10-14 miljoner Nm^3 vätgas [26]. Arbetet kommer att undersöka hur lönsamt en elektrolysör kan integreras för att ersätta en delmängd av den vätgas som idag produceras genom reformering av fossilgas och används under framställningen av deras metallpulver samt hur mycket åtgärden minskar mängden koldioxidutsläpp.

3.2.2 Elektrolysör kopplat till Höganäs AB

Den vätgas som produceras genom elektrolys ska ersätta en delmängd av den vätgas som produceras genom reformering av fossilgas. För varje timme det är mer lönsamt att producera vätgas genom elektrolys än genom reformeringen kommer produktionen av vätgas genom reformering minska med motsvarande mängd vätgas som elektrolysören producerar. Så länge elektrolysören skickar in vätgas med minst 15 bar kommer Höganäs AB interna system automatiskt känna av att trycket ökar och reglera ned in flödet av motsvarande mängd vätgas från reformeringssystemet.

3.2.3 Motivering för val av elektrolysör

Det finns tre huvudtyper av elektrolysörer som undersöks, SOEC, AEC och PEM. SOEC går bort då den är en relativt ny teknik och därför inte beprövad, den har dessutom långsamma regleringstider så alternativa intäkter från stödtjänster är begränsat. Alkalisk (AEC) är något billigare, 600 Euro per KW vs PEM som kostar 900 Euro per KW [27]. Men PEM går att styra på sekunden medan AEC kräver flera minuter för att reglera. Därför valdes PEM som elektrolys-teknik för att Höganäs AB ska ha möjlighet att ansluta den till de snabba och bäst betalda stödtjänsterna på frekvensmarknaden. Effekten på elektrolysen valdes till 2 MW, då den ska vara ett komplement till Höganäs AB:s reformeringsanläggningar på 1200 [Nm^3/h] respektive 1500 [Nm^3/h] och reformeringarna ska inte köras under 40% last. Därför har elektrolysen dimensionerats så att den maximalt kan ersätta vätgasbehovet då reformeringarna regleras ned och körs på 40 % last vardera. Vid 40 % last på reformering 1 och 2 produceras 500 respektive 600 [Nm^3/h] enligt tabell 3.1. Höganäs AB:s årliga vätgasbehov är på 13 miljoner [Nm^3], det blir ungefär 1500 [Nm^3/h] vätgas i medelförbrukning enligt ekvation 3.1.

$$\frac{13 \cdot 10^6 Nm^3/h}{8760h} \approx 1500 Nm^3/h \quad (3.1)$$

Tabell 3.1: Tillgängligt behov för elektrolysör vid minimum last på reformering.

Parametrar	Mängd vätgas
Medel-vätgasbehov för Höganäs AB	1500 [Nm^3/h]
Reformering 1 vid 40 % last	500 [Nm^3/h]
Reformering 2 vid 40 % last	600 [Nm^3/h]
Elektrolysör behov = 1500-500-600	400 [Nm^3/h]

Elektrolysören bör inte överstiga en produktion på 400 [Nm^3/h] eftersom det inte går att kombinera med reformeringen, och med en energikonsumtion på 5 [kWh/Nm^3] för elektrolysören fås maxkapaciteten på elektrolysören enligt ekvation 3.2.

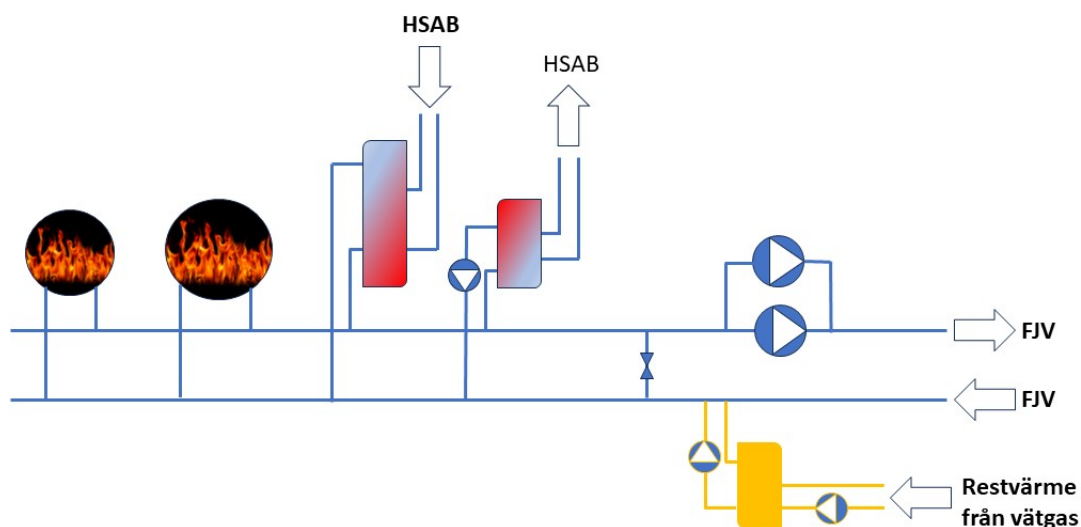
$$400 Nm^3/h \cdot 5 kWh/Nm^3 = 2 MW \quad (3.2)$$

Generell data för elektrolysör

Då ingen offert på en nyckelfärdig elektrolysör leverad och installerad på Höganäs AB anläggning i Höganäs erhöles, används ingen specifik elektrolysör utan antagande görs med generell data. Från [27] ses att kallstart tiden är 10 sekunder och varm rampningstiden är 1 sekund för PEM-elektrolysörer. För att Svenska Kraftnäts krav för stödtjänsterna FCR-D upp och ner ska uppfyllas görs antaganden att elektrolysören börjar förbruka 50% effekt inom 5 sekunder och sedan 100 % effekt inom 30 sekunder. Nedrampningstiden från 100% till 50% sker inom 5 sekunder och ned till 0% effekt inom 30 sekunder [20]. Utloppstemperaturen från elektrolysören till fjärrvärmenätet antas vara 60°C, då det är en vanlig temperatur från flera elektrolysör tillverkare [4].

3.2.4 Elektrolysör kopplat till Fjärrvärmenät

För att undersöka hur värmen ut från elektrolysören bäst tas hand om kontaktades Björn Nilsson, fjärrvärme ansvarig på Höganäs Energi. Höganäs Energi äger det lokala fjärrvärmenätet där elektrolysören ska installeras och hanterar redan Höganäs AB:s värmning och kylning. Björn Nilsson förklarade att de gärna köper den värmen som kan erbjudas under vinterhalvåret och att restvärme från industri prissätts till en andel av driftkostnaderna på den värme som restvärmen ersätter. Eftersom bränslepriser fluktuerar fastställs de 1-2 gånger om året och då restvärmen uppnår erforderlig temperatur och levereras kontinuerligt kan den prissättas till cirka 75% av det bränsle som den ersätter. Elektrolysören kommer dock varken leverera värme kontinuerligt eller till erforderlig temperatur, minimumtemperaturen för nätet är cirka 75°C och temperaturen ut ur elektrolysören kommer vara cirka 60°C. Därför föreslog Björn Nilsson att detta ska modelleras med ersättningsnivån 40% av priset på det bränsle som ersätts samt att det bränsle som ersätts är pellets som handlas till 70 öre per kWh. Värmen från elektrolysören kommer då kopplas in på returvattnet och värmer upp det i ett första steg innan det värms upp vidare med värmepannor och restvärme från Höganäs AB enligt figur 3.1.



Figur 3.1: Koppling till fjärrvärmenätet i Höganäs [28]

Under sommarhalvåret har Höganäs Energi ett överskott på värme från Höganäs AB

och har därför inget intresse att köpa värmen från elektrolysören. Värmen kommer därför inte komma till användning under sommarhalvåret och istället kylas bort. Den extra kylningen kan Höganäs AB:s existerande kylanordning ta hand om menar Magnus Pettersson, energikoordinator på Höganäs AB.

3.2.5 Motivering för val stödtjänst

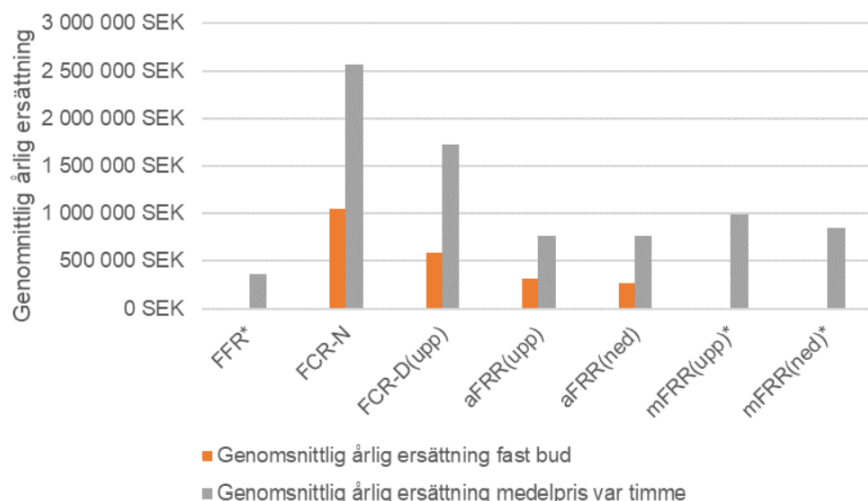
Elektrolysören valdes som PEM, och enligt figur 3.2 är en PEM-elektrolysör användbar för alla stödtjänster förutom FFR. FFR har högst krav på anläggningen, med snabbast aktiveringstid. Elektrolysören har inte tillräckligt med tid att starta och producera på mindre än 1 sekund, vilket är kravet för att klara av att leverera FFR (ned). Därför är FFR inte möjligt med en PEM-elektrolysör, även om kravet att leverera FFR i andra riktningen, FFR (upp) genom att minska effekten uppfylls.

FCR-N kräver att kapacitet levereras symmetriskt både upp och ner för samma timme, då måste elektrolysen (2 MW effekt) gå konstant på exempelvis 50% effekt för att kunna leverera 1 MW upp och 1 MW ner, detta medför att elen måste köpas även då den är dyr. FCR-D (ned och upp) reglering kan användas med en elektrolysör genom att de timmar elen är dyr kan den vara avstängd och stå redo att producera (reglera ned frekvensen) och de timmar elektrolysören är i drift står den redo att sluta producera (reglera upp frekvensen). Därför valdes FCR-D (ned och upp) som stödtjänst för att kunna optimera driften utefter volatiliteten i elpriserna, och inte vara bunden till att alltid ha elektrolysören igång även då elpriserna är höga som med FCR-N. Stödtjänsterna mFRR och aFRR går att använda men ersättningen enligt figur 3.2 är lägre än FCR-D så därför ansågs FCR-D vara det bästa valet.

Ersättningen erhålls även om ingen aktivering sker, i genomsnitt förväntas elektrolysen att behöva leverera effekt till frekvensmarknaden ett par gånger per timme. Då tiden som frekvensen behöver regleras med FCR-D endast varar ett fåtal sekunder åt gången blir det minimal påverkan på mängden vätgas som produceras fast än antalet aktiveringar kan bli upp mot 40 000 per år. [20]

Tabell 3.2: Elektrolysörens kompatibilitet med frekvensreglerande stödtjänster [20]

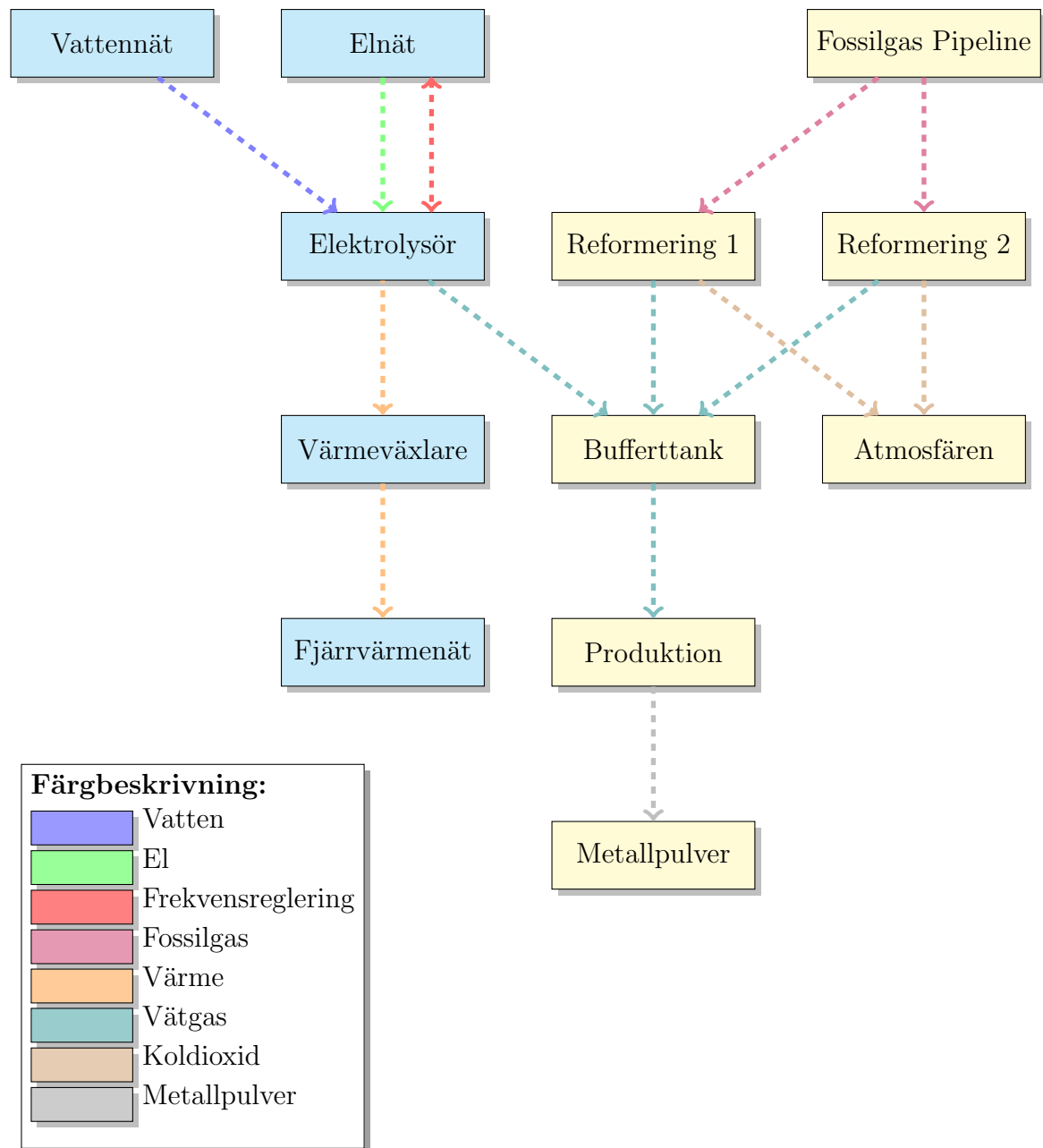
	FFR	FCR-N	FCR-D (upp)	FCR-D (ned)	aFRR*	mFRR*
Elektrolys PEM	(✓)	✓	✓	✓	✓	✓
Elektrolys ALK	✗	(✓)	(✓)	(✓)	✓	✓
Elektrolys SOEC	✗	✗	✗	✗	✓	✓
Batteri	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Gasturbin	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Bränslecell	✗	✓	✓	✓	✓	✓



Figur 3.2: Ersättning från stödtjänster per MW och år från Svenska Kraftnät 2021 [20]

3.2.6 Flödeschema över anläggningen

I figur 3.3 ses den tänkta anläggningen med alla komponenterna som valdes ut tillsammans med den nuvarande anläggningen på Höganäs AB. Elektrolysören behöver vatten och el för att producera vätgas, mycket av överskottsenergin omvandlas till restvärme som går till fjärrvärmenätet vintertid via värmeväxlaren, elektrolysören är med som resurs och bidrar med frekvensreglering till Svenska Kraftnät. De existerande fossilgas reformeringsanläggningarna på Höganäs AB producerar vätgas från fossilgas/biogas pipelinerna, i den processen släpps koldioxid ut i atmosfären. Vätgasen från reformeringarna och elektrolysören skickas in till det interna systemet där det finns en buffertank, och används sedan till metallpulver produktionen.

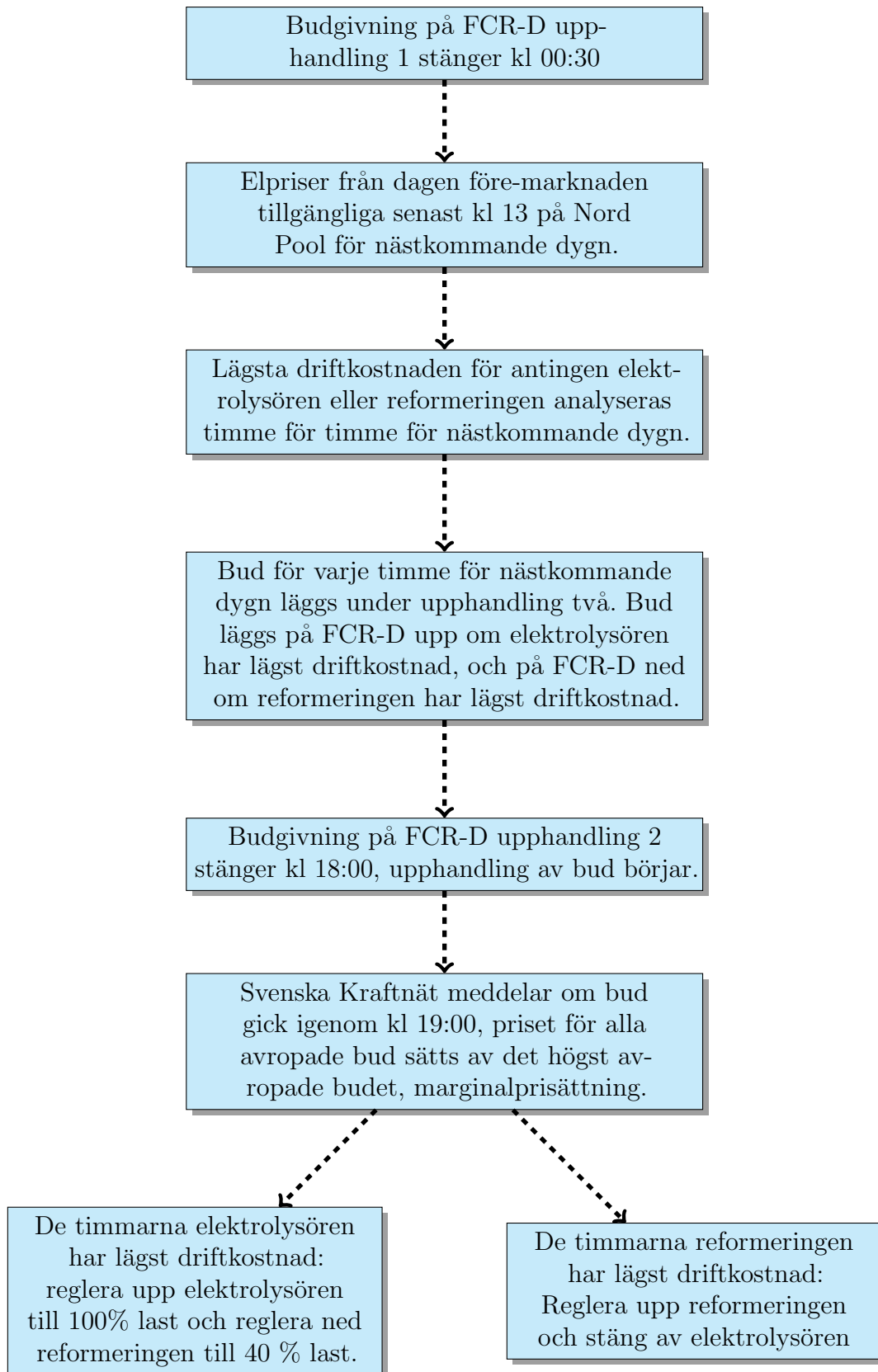


Figur 3.3: Flödeschema över anläggningen

3.3 Styrning

3.3.1 Budgivningsprocess för optimal drift

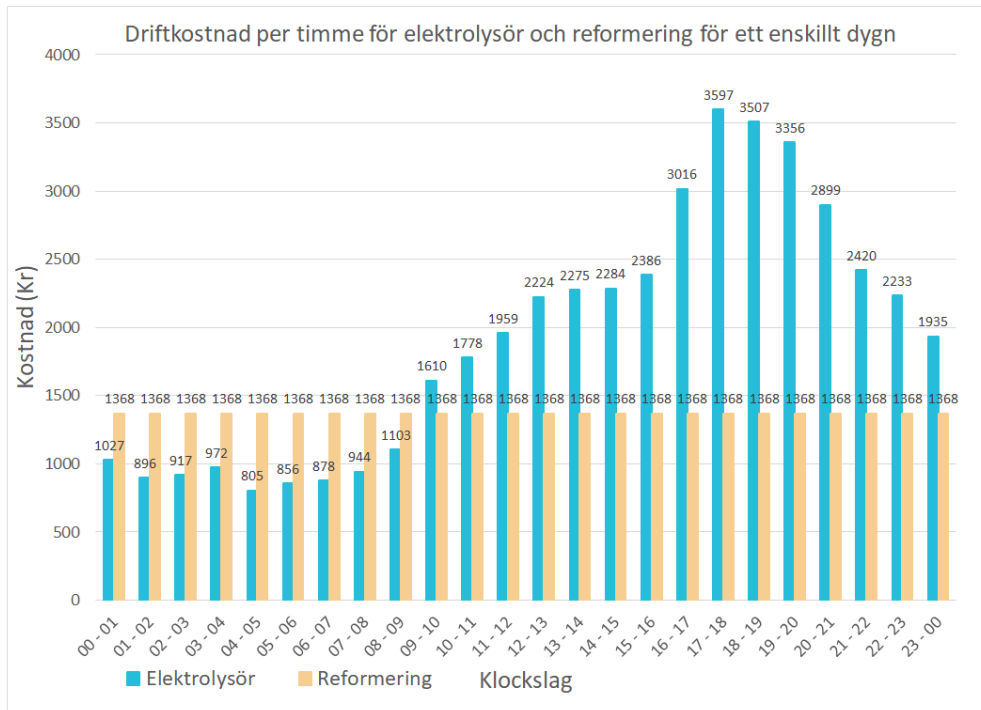
För att kunna analysera lönsamheten för en kompletterande elektrolysör behöver det först klarläggas när prisdata blir tillgänglig och hur budgivningsprocessen fungerar. För att kunna maximera lönsamheten för en kompletterande elektrolysör skulle egentligen all prisdata finnas tillgänglig samtidigt då det beslutas om drift. Budgivningssystemet för FCR-D marknaden tillåter dock inte detta, eftersom priset fastställs först efter upphandlingen skett och om ett bud tas är också resursägaren skyldig att leverera den frekvensreglering som erbjudits. Därför valdes FCR-D priserna bort från att vara med i beslutsfattandet om drift utan adderas efter att beslut om drift har tagits. En tidlinje över när data görs tillgänglig ses i figur 3.4. FCR-D handlas vid två olika tillfällen, upphandling 1 och upphandling 2. Båda upphandlingarna öppnar en vecka innan regleringstillfället men de stänger vid olika tillfällen, upphandling 1 stänger innan elpriserna har fastställts medan upphandling 2 stänger efter elpriserna är satta. Frekvensregleringen som passar bäst för Höganäs AB handlas därmed vid upphandlings tillfälle 2 eftersom elpriset avgör om uppregering eller nedregering kommer göras. En tidlinje över när olika marknader är öppna och när beslut fattas enligt modell ses i figur 3.4.



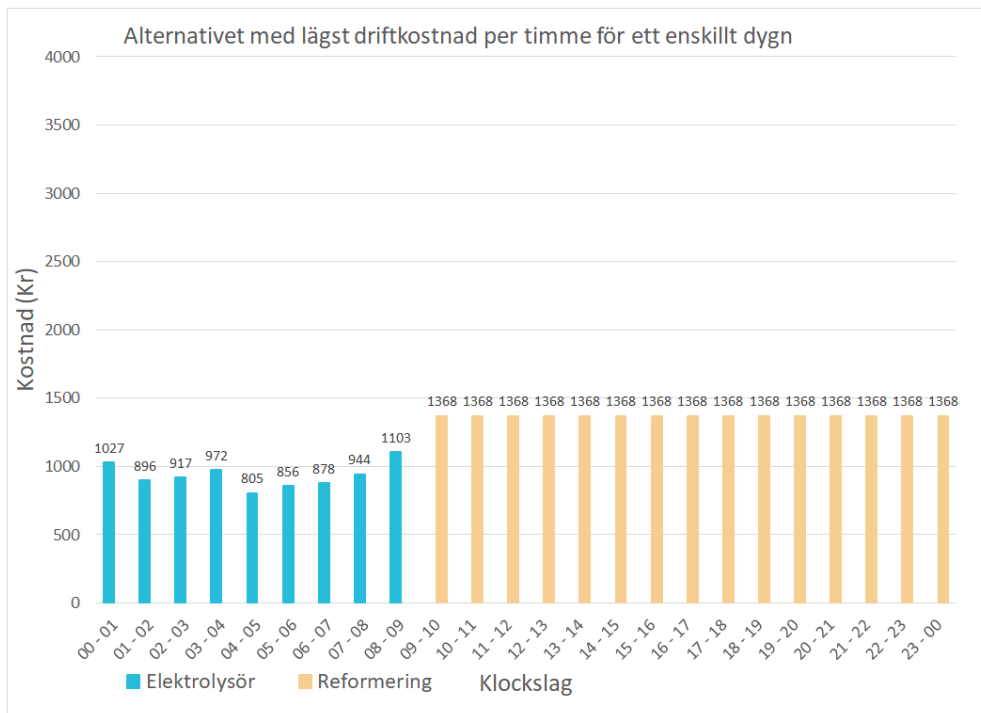
Figur 3.4: Process-schema med tidslinje

Då elpriset satts kan kostnaden för att producera vätgas med elektrolysören beräknas och jämföras med alternativkostnaden att producera samma mängd vätgas genom

reformering av fossilgas. Driftkostnaderna för ett visst dygn kan ses i figur 3.5. Lägsta driftkostnaden väljs för var timme enligt figur 3.6. Detta är ett av sätten en kompletterande elektrolysör genererar lägre kostnader.



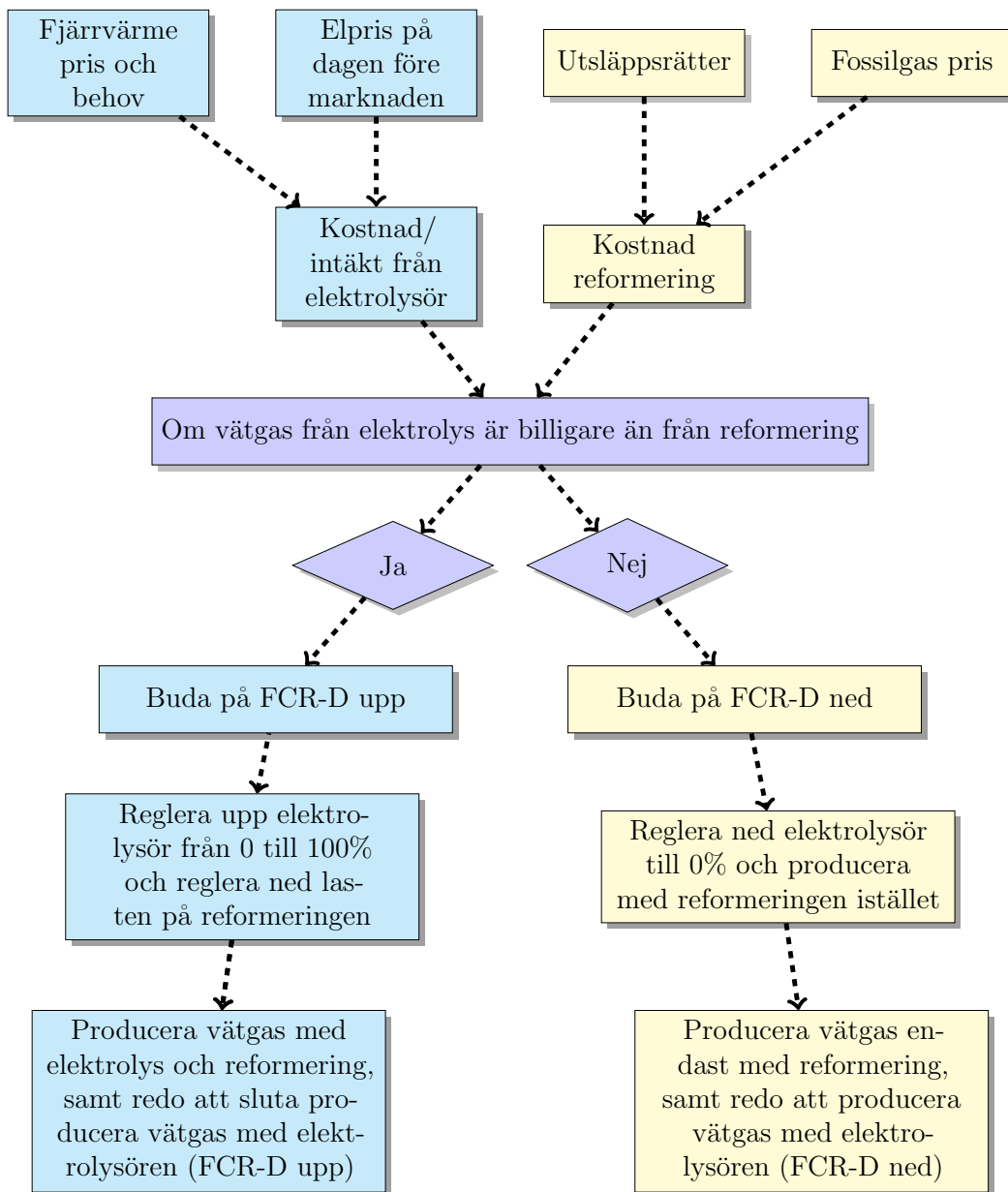
Figur 3.5: Driftkostnad per timme för elektrolysör och reformering



Figur 3.6: Optimal driftkostnad per dygn

3.3.2 Modell för att analysera case

För att analysera alla inkomster och utgifter som en kompletterande elektrolysör medför används excel. Först analyseras tidsperioden 2022-2023 för att bygga den modell som sedan används för att analysera framtiden. Historisk prisdata över elpris, fossilgaspris och pris på stödtjänster används. Anledningen till att inte analysera en längre period är att FCR-D ner reglering kom första januari 2022 och därför anses analys av tidigare data ge en felaktig bild. Sedan analyseras perioden 2025-2044 vilket anses vara resten av livlängden för en PEM elektrolysör med skattade värden på prisdata [29]. Detta för att kunna ge insikter i hur lönsam en kompletterande elektrolysör är räknat till hela dess livslängd. För att kunna analysera intäkter och utgifter behöver en mängd data först importeras. I figur 3.7 visas de essentiella delarna av vilken data som avgör hur systemet ska styras. Var timme kommer elektrolys eller reformering väljas som produktionsätt beroende på vad som är billigast den timmen.



Figur 3.7: Schematisk modell över beslutsfattandet, timme för timme

För att analysera de två tidperioderna hämtas först essentiell data om reformeringsprocessen och elektrolysör, den datan samlas från företagskontakter, mejl och från internet. Den essentiella datan kan ses i tabell 3.3.

Tabell 3.3: Data som används för att utföra beräkningar

Vad	Siffr	Källa
Verkningsgrad reformering	60-65%	[30]
Fossilgas avgifter (ex skatt)	60 kr/MWh	[30]
HHV till LHV faktor	1,1052	[30]
Energidensitet vätgas	33,30 kWh/kg _{H2}	[31]
Energidensitet fossilgas	13 kWh/kg	[32]
Elkonsumtion elektrolysör	53,39 kWh/kg _{H2}	[4]
Degraderingsfart Δ	0,19 %/1,000h	[27]
Emissionfaktor SE4	42 g/kWh	[33]

Sedan importeradas historiska priser för perioden 2022-2023 från internet, källor ses i tabell 3.4.

Tabell 3.4: Hämtad historisk prisdata

Priser	Enhet	Källa
Elpriser	EUR/MWh	[15]
Fossilgaspriser	EUR/MWh*HHV	[34]
Utsläppsrätter	EUR/t	[35]
Eurokurs	SEK/EUR	[36]
FCR-D priser från upphandling 2	EUR/MW	[37]

Med denna data beräknas sedan intäkter och kostnader i excel. Ett påslag på spotpriset för el antas till 20 procent för att täcka nätavgifter med mera, eftersom det är det procentuella påslag som antags av energimyndigheten i deras rapport *“Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - fallstudie”* [26]. Kostnaden för elektrolysören beräknas enligt ekvation 3.3.

$$\text{EUR/MWh} \times \text{SEK/EUR} \times (1 + \text{nätavgifter}) \times \text{MWh} = \text{SEK}_{el} \quad (3.3)$$

För att beräkna kostnaden för att producera motsvarande mängd vätgas genom reformering av fossilgas måste först mängden vätgas som skulle produceras genom elektrolys beräknas. Denna varierar under elektrolysörens livlängd eftersom verkningsgraden sjunker beroende på antal drifttimmar, därmed sjunker även kostnaden för att producera motsvarande mängd vätgas genom reformering eftersom mängden vätgas som produceras minskar. Verkningsgraden för elektrolysören vid starten av dess livlängd (beginning of life, Bol) beräknas genom att dividera energidensiteten för vätgas med elektrolysörens energikonsumtion per kilogram vätgas Bol enligt ekvation 3.4

$$\frac{33.3 \text{ kWh/kg}_{H2}}{53.39 \text{ kWh/kg}_{H2}} = 62.4\% \quad (3.4)$$

Verkningsgraden en viss timme beräknas enligt ekvation 3.5 med degraderingstakten från 3.3 där verkningsgraden blir en funktion av hur många timmar elektrolysören har varit igång. Elektrolysörens verkningsgrad fortsätter sjunka tills det att stackbyte utförs, i excel likställs stackbyte med att parametern drifttimmar sätts till noll. Kostnaden för stackbyte adderas först senare i LCC kalkylen.

$$\eta_{\text{elektrolysör, Bol}} \times \left(1 - \frac{\Delta}{\eta_{\text{elektrolysör, Bol}}}\right)^{\frac{\text{antal drifttimmar}}{1000}} = \eta_{\text{elektrolysör}} \quad (3.5)$$

Då mängden vätgas som skulle produceras av elektrolysören vid drift har beräknats går det att beräkna kostnaden att producera samma mängd vätgas genom reformering av fossilgas. Först beräknas den hämtade kostnaden på fossilgas med higher heating value med enheten Euro per megawattimme om till vad som betalas inklusive nätavgifter med enheten kronor per megawattimme med lower heating value. fossilgaspriset beräknas enligt ekvation 3.6.

$$\frac{\text{EUR}}{\text{MWh} \times \text{HHV}} \times \frac{\text{HHV}}{\text{LHV}} \times \frac{\text{SEK}}{\text{EUR}} + \frac{\text{SEK}}{\text{MWh}} = \frac{\text{SEK}}{\text{MWh} \times \text{LHV}} \quad (3.6)$$

Med fossilgas priset kan sedan kostnaden för motsvarande mängd vätgasproduktion beräknas enligt ekvation 3.7.

$$\frac{\text{kWh}_{\text{el}} \times \eta_{\text{elektrolysör}}}{\eta_{\text{reforming}}} \times \text{fossilgaspris} = \text{SEK}_{\text{fossilgas}} \quad (3.7)$$

Utöver elpris och fossilgaspris måste kostnaden för utsläppsrätter samt inkomsten från fjärrvärme beräknas. Utsläppsrätter adderas som en kostnad per ton koldioxidekvivalenter som vätgasproduktionen ger upphov till. Priset på utsläppen som elektrolysören ger upphov till beräknas utifrån emissionsfaktorn för SE4 som i snitt varit 42g CO_2 -eq/kWh de senaste 7 åren. Priset på utsläppen från elektrolysören beräknas enligt ekvation 3.8.

$$\frac{\text{EUR}}{\text{ton}} \times \frac{\text{SEK}}{\text{EUR}} \times \frac{\text{g } CO_2\text{-eq}}{\text{kWh}} \times \frac{\text{t}}{\text{g}} \times \text{kWh}_{\text{el}} = \text{SEK}_{\text{utsläppsrätter, el}} \quad (3.8)$$

Priset på utsläppen från vätgasproduktion genom reformering av fossilgas beräknas enligt ekvation 3.9:

$$\frac{\text{kg}_{\text{fossilgas}}}{\text{kWh}} \times \frac{\text{kg}_{CO_2}}{\text{kg}_{\text{fossilgas}}} \times \text{kWh}_{\text{el}} \times \frac{\eta_{\text{elektrolys}}}{\eta_{\text{reforming}}} \times \text{t/kg} \times \text{SEK/t} = \text{SEK}_{\text{utsläppsrätter, fossilgas}} \quad (3.9)$$

Därefter beräknas inkomsten från fjärrvärme som drift av elektrolysör skulle genererat. Verkningsgrad för värmeväxlare antas vara 50 procent eftersom det motsvarar att 20 procent av den elektriska energin övergår till användbar värme vilket är samma antagande som i RISE rapport ”*Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys*” [26]. Först beräknas mängden användbar värme enligt ekvation 3.10

$$\text{kWh}_{\text{el}} \times (1 - \eta_{\text{elektrolysör}}) \times \eta_{\text{värmeväxlare}} = \text{kWh}_{\text{användbar värme}} \quad (3.10)$$

För att få ett pris på fjärrvärme kontaktades Björn Nilsson, fjärrvärmeansvarig på Höganäs Energi. Björn föreslog att värmen från elektrolysören skulle prissättas till 40% av det bränsle som ersätts som rimligtvis borde vara pellets till priset 70 öre per kWh. Inkomsten från fjärrvärmen beräknas enligt ekvation 3.11

$$\text{kWh}_{\text{användbar värme}} \times \text{konkurrens faktor} \times \frac{\text{SEK}}{\text{kWh}_{\text{pellets}}} = \text{SEK}_{\text{fjärrvärme}} \quad (3.11)$$

När alla dessa beräkningar har gjorts för en specifik timme kan det beslutas om elektrolysören bör gå i drift under denna timme. Detta görs genom att jämföra alla kostnader och intäkter som uppkommer vid produktion av väte genom elektrolys med de som uppkommer vid produktion av väte genom reformering av fossilgas. Vid produktion av väte genom elektrolys tillkommer utsläppsrätter för den använda elen samt intäkter från fjärrvärme. Vid produktion av väte genom reformering av fossilgas tillkommer utsläppsrätter för den använda fossilgasen. Beslutet tas i excel genom en if-sats enligt ekvation 3.12.

$$\text{if}(\text{SEK}_{\text{fossilgas}} + \text{SEK}_{\text{utsläppsrätter, fossilgas}} > \text{SEK}_{\text{el}} + \text{SEK}_{\text{utsläppsrätter, el}} - \text{SEK}_{\text{fjärrvärme}}; 1; 0) \quad (3.12)$$

På detta sätt väljs det billigaste av de två produktions alternativen, där 1 representerar elektrolys och 0 reformering. Efter att beslut om drift har tagits kan driftkostnad/intäkt för var timme beräknas. Till driftkostnad/inkomst subtraheras intäkterna från frekvensregleringen vilket i samband med inkomster från fjärrvärme kan leda till att summan blir negativ, i detta fall blir det inte en driftkostnad utan snarare en driftinkomst. Driftkostnaden då elektrolys väljes som produktionsätt beräknas som kostnaden för elen plus kostnaden för utsläppsrätterna minus inkomsten från fjärrvärmen minus inkomsten från frekvensregleringen vilket i fallet då elektrolys har valts är FCR-D uppreglering. Driftkostnaden då reformering väljs som produktionsätt beräknas som kostnaden för fossilgas plus kostnaden för utsläppsrätterna minus inkomsten från frekvensregleringen vilket i fallet då reformering har valts är FRC-D nedreglering. Detta görs för var timme under tiden 2022-2023 och kan därefter summeras för att visa driftkostnaden för en kompletterande elektrolysör för hela perioden.

För samma period kan kostnaderna för reformering varje timme summeras utan addering av inkomsterna från frekvensreglering, på detta sätt beräknas driftkostnaden för att producera samma mängd vätgas genom reformering utan elektrolysör. Detta blir driftkostnaden om Höganäs AB skulle välja att inte investera i en elektrolysör, utan elektrolysör finns det inte längre någon möjlighet att frekvensreglera vilket är anledningen till att den inkomsten inte adderas. Summan av kostnaden för elektrolys var timme summeras för att beräkna kostnaden av bara elektrolys. Då driftkostnaderna för kombinationen elektrolys och reformering subtraheras från fallen endast reformering och endast elektrolys fås besparingen kombinationen uppnår gentemot alternativet exklusive investeringskostnad, stackbyten och kalkylränta. Mängden koldioxidutsläpp som beräknats för att få kostnaden för utsläppsrätter summeras för hela perioden för att kunna analysera även koldioxidutsläpp från de olika alternativa driftsätten.

Sedan analyseras perioden 2025-2044 för att få en uppfattning om hur lönsam en

elektrolysör som komplement till reformering av fossilgas är under hela dess livlängd. Då perioden 25-44 undersöks används excel på samma sätt som vid analys av perioden 2022-2023 men prisdatan måste uppskattas/gissas på olika sätt. För att skatta dessa framtida elpriser, fossilgaspriser och pris på utsläppsrätter användes skattningar från Moditys rapport ”*Moditys långtidsprognos för den nordiska energimarknaden 2023*”. Priset på utsläppsrätter tolkas från rapporten till 80 Euro per ton under 2025 för att sedan öka linjärt fram till 2044 då priset landar på 147 Euro per ton. Moditys rapport innehåller skattningar för medelpriserna fram till 2050. För att skatta elpriserna för perioden 2025-2044 beräknas först förändringsfaktorn mellan elpriset för alla åren som ska analyseras mot elpriset 2023, förändringsfaktorerna som tolkas från Moditys rapport ses i ?? . Sedan loopas elpriserna från 2023 och multipliceras med respektive förändringsfaktor, på detta sätt bibehålls volatiliteten i elpriset på timbasis men var års medelpris blir detsamma som i Moditys rapport. fossilgaspriset antogs enligt Modity ligga mellan 25 och 30 Euro per megawatttimme, därför antogs det i modellen vara 25 Euro på sommarhalvåret och 30 på vinterhalvåret då fossilgaspriset enligt Magnus Petterson, energikordinator på Höganäs AB, är svagt säsongberoende.

För att skatta framtida FCR-priser antogs faktorn 1,6/8 som förändringsfaktor i medelpris då 8 år antogs vara paybacktiden som batterier landar på då marknaden har mognat och 1,6 år var paybacktiden år 2022. Pernilla Ademar, chef för affärsutveckling på Modity [38], trodde att FCR-D priserna skulle vara fortsatt höga under 2024 för att sedan börja sjunka snabbt under 2025 och sedan landa på ett stabilt pris då marknaden mognat. Detta implementeras i excel genom att loopa prisdatan från 2022 för att på samma sätt som elpriserna bibehålla volatiliteten, första året multipliceras de med förändringsfaktorn 0,45 eftersom det antas att frekvensmarknaden går från omogen till mogen under 2025, därefter antas förändringsfaktorn 0,2 gentemot prisdatan från 2022. Därefter utfördes beräkningar om priser, drift och verkningsgrad precis likadant som för perioden 2022-2023 men med annan indata. Driftkostnad för de olika perioderna summerades för de tre fallen elektrolysör+ reformering, endast reformering och endast elektrolysör. Besparingarna för elektrolysör som komplement till reformering summerades för alternativen elektrolysör+frekvensreglering + fjärrvärme, elektrolysör+ frekvensreglering samt endast elektrolysör för att se hur stor inverkan de olika parametrarna har.

Känlighetsanalys gjordes också i excel genom att multiplicera de olika indata med faktorer som varierades för att se påverkan, faktorerna förändras upp och ned med 20 procent individuellt för att ytterligare ge insikter i vilka parametrar som styr lönsamheten mest.

3.4 Ekonomisk analys

En ekonomisk analys behövs för att avgöra om en elektrolysör kan utgöra ett lönsamt komplement till reformering av fossilgas. Analysen undersöker hur stor besparingen i kronor blir av att investera i en elektrolysör som komplement till den nuvarande fossilgas reformeringen. Engångskostnaderna och de fasta kostnaderna beräknas och sammanställs för elektrolysören och reformeringen. Sedan tillsammans med kostnadsbesparingen från elektrolysören som är uträknad i excel se avsnitt 3.3.2 beräknas livscykelkostnad, nettonuvärde och paybacktid i investeringskalkyleringen.

3.4.1 Intäkter

Intäkterna består av fjärrvärmeförsäljning och försäljning av stödtjänster. Intäkterna från stödtjänsterna och fjärrvärmen beräknas i excel, se avsnitt 3.3.2. Intäkterna från stödtjänsterna är hänfödda till försäljningen som sker till balansansvarig, eventuell moms, skatt och eller avgift till balansansvarig är försummad och satt till noll. Intäkterna från fjärrvärmen är hänförd till från vad Höganäs Energi betalar, priset är 50% av alternativkostnaderna mot att ha en pelletspanna igång.

3.4.2 Framtida intäkter

Framtida intäkter behövs till investeringskalkyleringen för att avgöra om investeringen blir lönsam eller inte. För att en ekonomisk analys ska kunna göras med nuvärdesberäkning behöver antagande göras för hur priset utvecklar sig över investeringens livslängd som är satt till 20 år. En framåtblickande kalkyl beräknades så nära nutid som möjligt, då arbetet gjordes under 2024 används hela kalenderår och åren 2025-2044. För att skatta framtida intäkter används framtida prognoser tillsammans med volatiliteten på timbasis, från historiska priser år 2022 och 2023, då frekvensregleringen (FCR-D ner) lanserades under 2022 därför finns inte äldre priser än det att tillgå. Då det är svårt att tyda framtida volatilitet och implemeterar det i excel, antas volatiliteten vara konstant. Elpriset och fossilgaspriset beräknas med vad det framtida pris balansansvarig i skåne (Modyty) har för prognos, på elpriset och fossilgaspriset är för år mellan 2024 och 2050 [39]. Priset på pellets antags vara konstant, 70 öre per kWh under hela livslängden vilken medför att inkomsten från fjärrvärme också blir konstant per kWh under hela livslängden för elektrolysören. Frekvensregleringen är en relativ ny tjänst och då det skapar lukrativa investeringsmöjligheter med låga återbetalningstider, samt att det inte finns några hinder, vem som helst kan delta på frekvensmarknaden. Så antas priset sjunka brant ned under 2025 och 2026 och stabilisera sig till en återbetalningstid på 8 år för batterier, som är en vanlig och populär resurs som används för frekvensreglering. Enligt [40] var återbetalningstiden för att frekvensreglera med batterier 1.6 år på FCR-D under 2022, därför görs antagandet att det långsiktiga priset för stödtjänsterna FCR-D (upp och ner) för åren 2025-2044 med faktorn $[1.6/8]$ av priserna 2022.

3.4.3 Kostnader

Kostnaderna för elektrolysören och reformeringen kan hänföras till följande, se tabell 3.5

Tabell 3.5: Kostnader för elektrolys och reformering

Engångskostnader	Elektrolysör	Reformering
Capex	900 [Euro/MW]	0
Byggnad för elektrolysör	30% av capex	-
Värmeväxlare	500 000 kr	-
Årliga fasta kostnader		
Drift och underhåll (O&M)	3% av capex per år	0
Stackbyte år 13	35% av capex	0
Rörliga kostnader		
El	Spotpris+nätavgift	-
Fossilgas	-	Dutch-TTF+nätavgift
Utsläppsrätter	80-147 [Euro/t]	80-147 [Euro/t]
Vatten	Försummas	-

Kostnaderna är uppdelade i engångskostnader, årliga fasta kostnader och rörliga kostnaderna. Kostnaderna används till livskostnadsanalyserna och en generell uppskattning för PEM-elektrolys baserat på generella kostnader, capex sätts till 900 [Euro/MW [27]. Elektrolysören behöver en byggnad där den kan stå i och ett vanligt antagande för kostnaden för en byggnad är 20%-30% av capex kostnaden för elektrolysören. Högsta nivån på 30% antas, detta görs med en säkerhetsmarginal och för att ta höjd för att en större elektrolysör förväntas dra nytta av skalfördelar. Det antas att installationskostnader och projekteringskostnader inte skalar linjärt med ökande capex, detta ger en försiktig bedömning av kostnaderna. För fjärrvärmeväxlaren uppskattas kostnaden vara 500 000 kr för en elektrolysör med en kapacitet på 22,7 MW [16]. Eftersom inget specifikt pris för en 2 MW elektrolysör kunde hittas, antas samma pris som för den större elektrolysören. Aktiveringen av frekvensregleringen har en viss påverkan på systemet, men då den endast är aktiverad 1,93 % av tiden per år och timme [20] försummas slitaget som kan tänkas bli då elektrolysen regleras av och på då det är svårbedömt. Drift och underhåll (O&M) sätts till 3% av capex per år, stackbyte beräknas göras efter 60 000h, det sker efter 13 år under år 2038 och kostnaden är 35% av capex. Detta är hämtat från (Deloitte, 2021) [29] där de har undersökt och sammanställt data från flertal rapporter från bland annat IEA, NREL och IRENA. Vattenkostnaden försummas enligt en studie (Energimyndigheten, 2021) [26] utförd för Höganäs AB med fyra elektrolysörer. Enligt undersökningen utgjorde vattenkostnaden endast 0.3% av kostnadsdrivarna för LCOH vid en produktion på 750 [Nm³]. Av den anledningen exkluderas vattenkostnaden. Kostnaden för el och fossilgas beräknades enligt 3.3 i avsnitt 3.3.2.

Drift och underhåll och capex sätts till noll för reformeringen då de är en sunk cost. Kostnaderna för inköp av reformeringen är redan gjord och drift och underhåll behövs ändå göras som i det normala fallet utan en elektrolys som ett komplement. Då

elektrolysören endast påverkar lasten på reformeringen, den sänks från 70-80% ned till 40 % last när elektrolysören är i drift, de totala drifttimmarna för reformeringen är opåverkade. Den lägre lasten på reformeringen kan leda till ett lite lägre slitgäge, men det är svårbedömt därför försummas det i detta arbetet.

3.4.4 Kostnadsbesparing från elektrolysör

Kostnadsbesparingen från elektrolysören är uträknad i excel se avsnitt 3.3.2. Det är skillnaden mellan kostnaden att producera vätgas med reformeringen och att producera vätgas från elektrolysören. Detta blir sedan alternativkostnaden för reformeringen. De fasta kostnaderna för elektrolysören är exkluderad ur kostnadsbesparingen men kommer som separata kostnader i livscykelkostnadsanalysen. Med följande ekvationer 3.13 och 3.14 samt tabell 3.6 kan detta ses tydligare.

Tabell 3.6: Kostnadsbesparing av att producera vätgas med elektrolysör jämfört med reformeringen

Rörlig kostnadsbesparing av att producera vätgas med elektrolysören		
Rörliga kostnader	Elektrolysör = Z	Reformering = Y
Vatten	Försummas	-
El	El	-
fossilgas	-	Fossilgas
Utsläppsrätter	Utsläppsrätter	Utsläppsrätter
Intäktskällor		
FCR-upp	FCR-upp	-
Fjärrvärme	Fjärrvärme	-
FCR-ned	FCR-ned	-
Kostnader	Z_kostnader = El	Y_kostnad = Fossilgas + Utsläppsrätter
Intäkter	Z_intäkter = FCR-upp + Fjärrvärme + FCR-ned	Y_intäkter = -
Nettokostnad	Z = Z_kostnader - Z_intäkter	Y = Y_kostnader - Y_intäkter
Kostnadsbesparing	X = Y - Z	

X=kostnadsbesparing från elektrolysör

Y=Kostnad producera vätgas med reformering

Z=Kostnad producera vätgas med elektrolysör

$$X = Y - Z \quad (3.13)$$

Med exempelvärden $Y = 50kr/kg$, $Z = 20kr/kg$

$$X = 50 - 20 = 30kr/kg \quad (3.14)$$

Då blir kostnadsbesparingen från att producera vätgas med elektrolysören istället för reformeringen den timmen 30kr/kg vätgas.

3.4.5 Investeringskalkylering

För att avgöra om en investering i en elektrolysör är lönsam eller inte över en livscykel används två livscykelkostnadsanalyser (LCC-kalkyl) se avsnitt 3.4.6 och avsnitt 3.4.7. Där sammanställs kostnaderna för elektrolysören och reformeringen. Sedan beräknas i excel ett nuvärde med nuvärdemetoden se avsnitt 2.8.1 och en payback tid med payback metoden se avsnitt 2.8.2, för att avgöra vilket alternativ som är det mest lönsamma. Kalkylräntan sätts till 10%, enligt studien (Energimyndigheten, 2021) [26] där de planerade att installera elektrolysörer på Höganäs, sattes kalkylräntan till 13%. Dock, med tanke på att investeringen i en elektrolysör bidrar till att minska växthusgasutsläppen jämfört med reformering av fossilgas och därigenom stödjer Sveriges klimatmål att uppnå nettonollutsläpp 2045 [41], antas att en något lägre avkastning på investeringen kan accepteras. Därför används en lägre kalkylränta på 10%. Investeringens ekonomiska livslängd sätts till samma som den tekniska livslängden. I detta fallet med en PEM elektrolysör är det 20 år [29] och Restvärdet efter 20 år antas vara noll.

3.4.6 Livscykelkostnadsanalys (LCC-A)

I LCC-A beräknas hur stor besparingen blir i kronor av att producera vätgas med elektrolysören jämfört med att reformera fossilgas, återbetalningstiden för elektrolysören undersöks och nettonuvärdet beräknas. Strukturen på livscykelkostnadsanalysen är sammanfattad i en tabell men är beräknad med en LCC-kalkyl i excel från energimyndigheten se [42]. Med en SEK/Euro kurs från [36] omvandlades engångskostnaderna från avsnitt 3.4.3. Kostnadsbesparingen från elektrolysören beräknades i excel, se avsnitt 3.3.2 och detta sätts som alternativkostnaden för reformeringen.

3.4.7 Livscykelkostnadsanalys (LCC-B)

I LCC-A används kostnadsbesparingen för elektrolysören för att se hur mycket pengar elektrolysören kan spara jämfört med reformeringen. I LCC-B används inte besparingen från elektrolysören/alternativkostnaden för reformeringen utan totala kostnaden för hela anläggningen undersöks. I kalkylen beräknas den totala kostnaden för 3 olika case, endast reformering, elektrolys som komplement till reformeringen och endast elektrolysören. I Case E med endast elektrolysören aktiverad 100% av drifttimmarna per år och reformering nedreglerad till 40% last. Case E+R där elektrolysören eller reformeringen producerar vätgas beroende på om reformeringen eller elektrolysören har lägst driftkostnad timme för timme. Case R visar normalfallet som det är i nuläget på Höganäs med endast reformeringarna i drift. I case E och case E+R då elektrolysören körs adderas även de alternativa intäkterna från frekvensreglering, fjärrvärme och utsläppsrätts besparing som i LCC-A.

I denna analys används alla rörliga kostnaderna som räknades bort i excel, de timmar

som elektrolysören körs adderas kostnaderna för elpris och en nettokostnad fås, de timmar reformeringen kör adderas kostnaderna för fossilgas och utsläppsrätter. Strukturen på livscykelkostnadsanalysen är sammanfattas i en tabell men är beräknad med en LCC-kalkyl i excel från Energimyndigheten se [42]. Med en SEK/Euro kurs från [36] omvandlades engångskostnaderna från avsnitt 3.4.3.

3.5 Känslighetsanalys

En livscykelkostnadsanalys är känslig för ändring av inparametrarna. För att undersöka hur lönsamheten påverkas när de framtida antagna kostnaderna och intäkterna varieras, genomförs en känslighetsanalys. Kostnaderna, intäkterna och kalkylräntan varieras och undersöks för elektrolysören. Först individuellt för att få en överblick av vilka två kostnader eller intäkter som påverkar mest, de blir de kritiska kostnaderna. Sedan undersöks hur mycket de kostnaderna behöver ändras för att elektrolysören inte längre är lönsam, nettonuvärdet sätts till noll, kritisk punkt beräknas. Efter det görs ett best case, worst case och neutral case för att se hur det blir med ett maximalt positivt och negativt scenario med alla parametrarna varierade samtidigt.

Kostnader och intäkter varierade individuellt

Kostnadsbesparingen som elektrolysören genererar är beroende av de rörliga kostnaderna, elpris, fossilgaspris, pris på utsläppsrätter, samt intäkterna från frekvensregleringen och fjärrvärmens. I excel skattades framtida värden för perioden 2025-2044, de är därmed osäkra, därför undersöks förändringen av de kostnaderna och intäkterna med -20% och +20%. Engångskostnaderna undersöks med -20% och +20%. De årliga fasta kostnaderna för elektrolysören består av drift och underhåll samt stackbyte, även de undersöks med -20% och +20%.

Kritiska kostnader

Två kritiska kostnader undersöks, de kostnaderna som påverkade mest då de varierades individuellt undersöks och varieras tills nettonuvärdet blir noll, en kritisk punkt hittas för elektrolysörens lönsamhet.

Förändrad kalkylränta

Kalkylräntan är en viktig parameter i en nettonuvärdeberäkning därför undersöks förändringen av kalkylräntan med -20%, +20% och vilken ränta som gör att nettonuvärdet blir noll.

Best, worst och neutral case

Ett best, worst och neutral case skapas för att se hur det blir med ett maximalt positivt och negativt scenario med alla parametrarna varierade ± 20 samtidigt.

4 Resultat

4.1 Resultat från modell

Tabell 4.1: Driftkostnad för tre olika case

Nettokostnad ÅR	Elektrolysör+Reformering	Reformering	Elektrolysör
2022	10 600 000 kr	24 690 000 kr	23 520 000 kr
2023	2 000 000 kr	15 970 000 kr	7 620 000 kr
2024	-	9 730 000 kr	520 000 kr
2025	3 340 000 kr	9 960 000 kr	6 720 000 kr
2026	5 360 000 kr	9 900 000 kr	9 220 000 kr
2027	5 350 000 kr	9 900 000 kr	9 130 000 kr
2028	5 370 000 kr	9 930 000 kr	9 220 000 kr
2029	5 370 000 kr	9 900 000 kr	9 190 000 kr
2030	5 380 000 kr	9 900 000 kr	9 170 000 kr
2031	5 380 000 kr	9 890 000 kr	9 140 000 kr
2032	5 330 000 kr	9 910 000 kr	8 880 000 kr
2033	5 270 000 kr	9 870 000 kr	8 580 000 kr
2034	5 200 000 kr	9 860 000 kr	8 180 000 kr
2035	5 180 000 kr	9 840 000 kr	8 100 000 kr
2036	5 140 000 kr	9 850 000 kr	7 960 000 kr
2037	5 140 000 kr	9 800 000 kr	7 920 000 kr
2038	5 410 000 kr	10 570 000 kr	7 860 000 kr
2039	5 930 000 kr	11 750 000 kr	7 620 000 kr
2040	5 830 000 kr	11 720 000 kr	7 400 000 kr
2041	5 780 000 kr	11 620 000 kr	7 280 000 kr
2042	5 710 000 kr	11 560 000 kr	7 130 000 kr
2043	5 710 000 kr	11 480 000 kr	7 180 000 kr
2044	5 710 000 kr	11 450 000 kr	7 230 000 kr
TOT (25-44)	106 870 000 kr	208 650 000 kr	163 110 000 kr
CO2-eq utsläpp (t)	38400	66400	14700
CO2-eq besparing (t)	28000	0	51700

Driftkostnaderna summerade per år för de tre olika casen, elektrolys+reformering, endast reformering och endast elektrolys, på tredje understa raden summeras driftkostnaderna för åren 2025-2044 vilket är den tänkte livlängden för elektrolysören i 4.1. På andra understa raden står utsläppen av koldioxidekvivalenter som var case har get upphov till under dess livlängd, på understa raden står hur många ton koldioxidekvivalenter som var case besparar gentemot reformering av fossilgas. Kostnaderna inkluderar inte investeringskostnaden för elektrolysörerna, kalkylränta eller kostnaden för stackbyten, var stackbytena sker har kommenterats och kan i bilden avläsas som en röd markering i hörnen av cellerna.

Besparingarna/intäkterna som görs gentemot reformering kan avläsas i denna tabell 4.3. Här summeras alltså kostnadsbesparingarna som görs då elektrolysen är billigare än reformering samt inkomster från frekvensreglering och fjärrvärme kan ses i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Breakdown av intäkter från olika komponenter

Besparing År	Vätgas	Vätgas+Frek	Frekvensreglering	Vätgas+Frek+Fjärrvärme	Fjärrvärme
2022	7 040 000 kr	13 850 000 kr	6 800 000 kr	14 090 000 kr	250 000 kr
2023	4 840 000 kr	13 690 000 kr	8 850 000 kr	13 970 000 kr	280 000 kr
2024	2 460 000 kr	11 030 000 kr	8 570 000 kr	11 280 000 kr	250 000 kr
2025	2 570 000 kr	6 380 000 kr	3 810 000 kr	6 630 000 kr	240 000 kr
2026	2 580 000 kr	4 290 000 kr	1 700 000 kr	4 540 000 kr	250 000 kr
2027	2 590 000 kr	4 290 000 kr	1 700 000 kr	4 550 000 kr	260 000 kr
2028	2 580 000 kr	4 300 000 kr	1 710 000 kr	4 560 000 kr	260 000 kr
2029	2 560 000 kr	4 260 000 kr	1 700 000 kr	4 520 000 kr	260 000 kr
2030	2 550 000 kr	4 260 000 kr	1 700 000 kr	4 520 000 kr	260 000 kr
2031	2 540 000 kr	4 250 000 kr	1 700 000 kr	4 520 000 kr	270 000 kr
2032	2 590 000 kr	4 310 000 kr	1 720 000 kr	4 590 000 kr	280 000 kr
2033	2 610 000 kr	4 310 000 kr	1 700 000 kr	4 600 000 kr	280 000 kr
2034	2 660 000 kr	4 360 000 kr	1 700 000 kr	4 660 000 kr	290 000 kr
2035	2 660 000 kr	4 360 000 kr	1 700 000 kr	4 660 000 kr	300 000 kr
2036	2 680 000 kr	4 400 000 kr	1 720 000 kr	4 700 000 kr	310 000 kr
2037	2 650 000 kr	4 350 000 kr	1 710 000 kr	4 660 000 kr	310 000 kr
2038	2 670 000 kr	4 380 000 kr	1 710 000 kr	5 170 000 kr	790 000 kr
2039	3 800 000 kr	5 530 000 kr	1 730 000 kr	5 820 000 kr	290 000 kr
2040	3 840 000 kr	5 580 000 kr	1 750 000 kr	5 880 000 kr	300 000 kr
2041	3 800 000 kr	5 540 000 kr	1 740 000 kr	5 840 000 kr	300 000 kr
2042	3 790 000 kr	5 540 000 kr	1 740 000 kr	5 850 000 kr	310 000 kr
2043	3 720 000 kr	5 460 000 kr	1 740 000 kr	5 780 000 kr	310 000 kr
2044	3 680 000 kr	5 420 000 kr	1 750 000 kr	5 740 000 kr	320 000 kr
TOT (25-44)	59 100 000 kr	95 580 000 kr	36 450 000 kr	101 770 000 kr	6 190 000 kr

Tabell 4.3: Känslighetsanalys

Känslighetsanalys	Påverkan +20%	Påverkan -20%
Naturgas	11,81 %	-11,14 %
EI	-7,69 %	10,46 %
Utsläppsrätter	7,30 %	-7,09 %
FCR-D	6,84 %	-6,84 %
Fjärrvärme	1,30 %	-1,27 %

Hur en procentuell skillnad på ± 20 % påverkar den totala driftkostnaden under perioden 2025-2044 exklusive investeringskostnad och stackbyten kan ses i tabell 4.3.

I tabell 4.4 görs samma summeringar som i tabell 4.1 men med ändrat pris på fossilgas för att anta ett pris på biogas för att kunna se samma prisjämförelser, CO_2 utsläppen från reformering beräknas här till noll eftersom biogas inte är fossilt.

Tabell 4.4: Driftkostnad för tre olika case, biogas

Byte av naturgas mot biogas ger följande resultat (BIOGAS satt till 75,6 EUR/MWh och utsläpp till 0)			
Nettokostnad			
ÅR	Elektrolysör+Reformering	Reformering	Elektrolysör
2022	9 100 000 kr	22 270 000 kr	23 420 000 kr
2023	- 190 000 kr	12 930 000 kr	7 520 000 kr
2024	690 000 kr	16 920 000 kr	420 000 kr
2025	5 870 000 kr	17 270 000 kr	6 630 000 kr
2026	7 920 000 kr	16 940 000 kr	9 110 000 kr
2027	7 800 000 kr	16 610 000 kr	9 020 000 kr
2028	7 760 000 kr	16 340 000 kr	9 100 000 kr
2029	7 670 000 kr	16 000 000 kr	9 060 000 kr
2030	7 580 000 kr	15 700 000 kr	9 030 000 kr
2031	7 490 000 kr	15 420 000 kr	9 000 000 kr
2032	7 300 000 kr	15 180 000 kr	8 730 000 kr
2033	7 100 000 kr	14 870 000 kr	8 420 000 kr
2034	7 020 000 kr	15 270 000 kr	8 100 000 kr
2035	7 420 000 kr	17 160 000 kr	8 090 000 kr
2036	7 280 000 kr	16 840 000 kr	7 940 000 kr
2037	7 190 000 kr	16 440 000 kr	7 890 000 kr
2038	7 060 000 kr	16 100 000 kr	7 760 000 kr
2039	6 810 000 kr	15 760 000 kr	7 440 000 kr
2040	6 620 000 kr	15 470 000 kr	7 220 000 kr
2041	6 490 000 kr	15 100 000 kr	7 090 000 kr
2042	6 350 000 kr	14 790 000 kr	6 940 000 kr
2043	6 510 000 kr	16 290 000 kr	7 060 000 kr
2044	6 810 000 kr	17 030 000 kr	7 190 000 kr
TOT (25-44)	142 060 000 kr	320 580 000 kr	160 840 000 kr
CO2-eq utsläpp (t)	8200	0	14700
CO2-eq besparing (t)	-8200	0	-14700

4.2 Resultat från ekonomisk analys

4.2.1 Livscykelkostnadsanalys (LCC-A)

I LCC-A sammanfattad i tabell 4.5 men beräknad i excel, se Appendix A.1. Kan alla kostnaderna för elektrolysören och reformeringen ses, där kostnadsbesparingen från elektrolysören blir en alternativkostnad för reformeringen. Livscykelkostnad, paybacktid, nettonuvärde, kalkylperiod och kalkylränta kan också ses.

Tabell 4.5: LCC-kalkyl av elektrolysör och reformering

Kalkylränta	10 %	
Kalkylperiod	20 år	
Engångskostnader	Elektrolysör 2 MW	Reformering
Elektrolysör capex	20 000 000 kr	0 kr
Byggnad	6 000 000 kr	0 kr
Värmeväxlare	500 000 kr	0 kr
Årliga kostnader år 1-20		
Drift och underhåll	12 000 000 kr	0 kr
Alternativkostnad reformering	0 kr	101 770 000 kr
Stackbyte år 13	7 000 000 kr	-
Restvärde år 20	0 kr	0 kr
Livscykelkostnad	33 640 000 kr	42 400 000 kr
Lönsamhetsbedömning		
Payback tid	6.2 år	-
Nettonuvärde	8 750 000 kr	-

4.2.2 Livscykelkostnadsanalys (LCC-B)

I LCC-B sammanfattad i tabell 4.6 men beräknad i excel, se Appendix A.2 Kan den totala kostnaden för 3 olika case, endast reformering, elektrolys som komplement till reformeringen och endast elektrolysören ses. I Case E körs elektrolysören på 100% last och reformeringarna på 40% last alla drifttimmar. Case R visar kostnaden för den nuvarande reformeringen på Höganäs AB. Case R+E visar kostnaden då elektrolysören eller reformeringen körs beroende på vilket alternativ som har lägst driftkostnad för varje timme. Livscykelkostnad, paybacktid, nettonuvärde, kalkylperiod och kalkylränta kan också ses.

Tabell 4.6: LCC-B av endast Elektrolysör, Reformering och Elektrolysör samt endast Reformering

Kalkylränta	10 %		
Kalkylperiod	20 år		
Case E	Endast elektrolysör 2MW		
Case E + R	Elektrolysör 2MW som komplement till reformeringen		
Case R	Endast reformering		
Engångskostnader	Case E	Case E + R	Case R
Elektrolysör capex	20 000 000 kr	20 000 000 kr	0 kr
Byggnad	6 000 000 kr	6 000 000 kr	0 kr
Värmeväxlare	500 000 kr	500 000 kr	0 kr
Årliga kostnader år 1-20			
Nettokostnad	163 110 000 kr	106 870 000 kr	208 650 000kr
Drift och underhåll	12 000 000 kr	12 000 000 kr	-
Stackbyte år 6	7 000 000 kr	-	-
Stackbyte år 13	7 000 000 kr	7 000 000 kr	-
Restvärde år 20	0 kr	0 kr	0 kr
Livscykelkostnad	109 130 000 kr	77 650 000 kr	86 400 000 kr
Lönsamhetsbedömning			
Payback tid	18,1 år	6,2 år	-
Nettonuvärde	-22 730 000 kr	8 750 000 kr	-

4.3 Resultat från känslighetsanalys

4.3.1 Kostnader och intäkter varierade individuellt

I tabell 4.7 kan förändringen av kostnadsbesparingen ses då kostnaderna och intäkterna för elektrolysören och reformeringen varierar individuellt med $\pm 20\%$. Kostnaden som påverkar kostnadsbesparingen mest kan utläsas.

Tabell 4.7: Kostnadsbesparing för varje kostnad och intäkt varierade individuellt

Känslighetsanalys		
Kostnadsbesparingen då varje kostnad och intäkt varierar individuellt		
Kostnader	+20 %	-20 %
Fossilgas	11,81 %	-11,14 %
El	-7,69%	10,46%
Utsläppsrätter	7,30 %	-7,09 %
Intäkter	+20 %	-20 %
FCR-D upp och ned	6,84 %	-6,84 %
Fjärrvärme	1,30 %	-1,27 %

4.3.2 Kritiska kostnader

I tabell 4.8 kan den kritiska kostnaden fossilgas ses, och El kostnaden som är den näst kritiska kostnaden. Hur stor den procentuella förändringen av kostnaden som behövs för att nettonuvärdet för elektrolysören blir noll ses också.

Tabell 4.8: Känslighetsanalys, Kritisk kostnad

Känslighetsanalys		
Kritiska kostnader		
Kostnad	Förändring	Nettonuvärde
Fossilgas	-53 %	0 kr
El	+120 %	0 kr

4.3.3 Förändrad kalkylränta

Nettonuvärdet undersöks med varierad kalkylränta på 8%, 10%, 12% och 14,8% i tabell 4.9. Det motsvarar att kalkylräntan varieras med 0%, $\pm 20\%$ och 48%, sedan ses hur stor förändringen blir i procent på nettonuvärdet för elektrolysören under kolumnen Delta”.

Tabell 4.9: Känslighetsanalys, förändrad kalkylränta

Känslighetsanalys Förändrad kalkylränta			
Förändring	Kalkylränta	Nettonuvärde	Delta
-20%	8 %	14 030 000 kr	+60 %
0%	10 %	8 750 000 kr	0 %
+20%	12 %	4 570 000 kr	-48%
+48%	14,8 %	0 kr	-

4.3.4 Best, worst och neutral case

I tabell 4.10 ses känslighetsanalysen då kostnaderna och intäkterna varierar med $\pm 20\%$ för att skapa ett best och worst case. Där observeras hur livscykelkostnaden förändras när allt antar ett maximalt positivt scenario och sedan ett negativt scenario. Även paybacktiden och nettonuvärdet kan ses.

Tabell 4.10: Best, worst och neutral case

Känslighetsanalys			
Best, worst och neutral case			
Kalkylränta		10 %	
Kalkylperiod		20 år	
Case E+R		Elektrolysör och reformering	
Case R		Endast reformering	
Best		$\pm 20\%$	
Neutral		0 %	
Worst		$\pm 20\%$	
Kostnader	Best	Neutral	Worst
Engångskostnader	-20 %	0 %	+20 %
Drift och underhåll	-20 %	0 %	+20 %
Stackbyte	-20 %	0 %	+20 %
El	-20 %	0 %	+20 %
Fossilgas	+20 %	0 %	-20 %
Utsläppsrätter	+20 %	0 %	-20 %
Intäktskällor			
FCR-D upp	+20 %	0 %	-20 %
Fjärrvärme	+20 %	0 %	-20 %
FCR-D ned	+20 %	0 %	-20 %
Livscykelkostnad, Case E+R	68 230 000 kr	77 650 000 kr	82 000 000 kr
Livscykelkostnad, Case R	101 260 000 kr	86 400 000 kr	71 030 000 kr
Lönsamhetsbedömning			
Payback tid	3,1år	6,2 år	11,2 år
Nettonuvärde	33 030 000 kr	8 750 000 kr	-10 970 000kr

5 Diskussion

5.1 Diskussion av resultat från ekonomisk analys och känslighetsanalys

5.1.1 Livscykelkostnadsanalys

En elektrolysör som komplement till reformeringen gav ett nettonuvärde med 10% kalkylränta på 8 750 000kr och hade en paybacktid på 6,2 år, detta ses i både LCC-A och LCC-B. I LCC-B kan det ses att ersätta reformeringen med en elektrolysör (Case E) är ett sämre alternativ än att bara fortsätta med reformeringen (Case R), det är värt att nämna att kostnaden för reformeringsanläggningen redan är gjord och därmed inte räknas med eftersom det är en sunk cost vilket gör att jämförelsen inte stämmer för en ny investering i en reformeringsanläggning. Den höga kalkylräntan förhöjer effekten av inköpskostnaden för elektrolysören ytterligare, men trots detta är case (E+R) mest lönsamt. Att komplementera reformeringen med en elektrolys kan därmed vara ett bra alternativ för att sänka kostnaderna för Höganäs AB. Indatan som användes till LCC kalkylerna var dock kostnader beräknade med generell och prognostiserad data, detta gör att faktiska kostnader för att implementera en elektrolysör kan bli annorlunda. LCC-kalkylerna är beräknade för 20 år och den prognostiserade datan för elpriserna, fossilgaspriserna, fjärrvärmen och frekvensregleringen är därmed svårbedömd så långt fram i tiden. Dessutom hade en riktig offert på en nyckelfärdig elektrolysör installerad på Höganäs AB från tillverkaren förbättrat noggrannheten av LCC kalkylerna.

5.1.2 Känslighetsanalys

Alla kostnader och intäkter varierades med $\pm 20\%$ för att hitta den kostnaden eller intäkt som påverkade nettokostnaden mest på elektrolysören. Det observeras att det var kostnaden för fossilgas som hade störst påverkan, medan elkostnaden påverkade näst mest. De användes sedan som kritiska kostnader och vilken förändring som behövdes för att nettonuvärdet på elektrolysören skulle bli noll. fossilgaskostnaden behövde minskas med 53 % och för elkostnaden krävdes en ökning på 120 % gentemot de skattade värdena. För att minska risken mot kraftiga förändringar i elpriserna och fossilgas-priserna kan finansiella instrument som futures undersökas och implementeras. Kalkylräntan är en viktig parameter i livskostnadsanalyser och beror på risken i investeringen, avkastning som krävs och vad för alternativa investeringar som finns med mera, 10 % används i detta arbetet. Förändringen av kalkylräntan gav stora utslag på investeringen. Då den sänks till 8% ökar nettonuvärdet med 60% för elektrolysören, sätts kalkylräntan till 12 % minskar nettonuvärdet med 48 %, med 14,8 % blir nettonuvärdet noll. I best, worst och neutral analysen ändras kostnaderna och intäkterna med ± 20 för att se vad som händer om allt blir 20 % bättre och 20% sämre. Paybacktiden i normalfallet är 6,2 år och den förbättras till 3,1 år i best caset och försämras till 11,2 år i worst caset.

Känslighetsanalysen gjordes genom att förändra de skattade värdena vilket innebär att känslighetsanalysens säkerhet är strängt kopplad till hur väl skattningarna av de framtida värdena är gjorda.

5.2 Diskussion av metod

5.2.1 System och samspel

Komponenterna valdes utan detaljerade krav från Höganäs AB och med generell data, därför finns det en risk att det behövs göras andra och fler investeringar om en investering i en elektrolysör ska göras. Höganäs AB har en el-anslutning direkt till regionätet, en större transformator och utökat elbonnemang kan tänkas behövas köpas in, men då Höganäs AB har haft en större elektrolysör förut så antas elnätet redan vara dimensionerat för den extra kapaciteten som elektrolysören behöver. Prisprognoser på elektrolysörer i framtiden visar att inköpskostnaden kommer gå ner [29] och drifttimarna mellan stackbyten väntas öka, en undersökning på hur lönsamt en elektrolysör med uppskattade framtida capex-kostnader hade även kunnat göras. Istället för att kyla elektrolysören till en kostnad undersöktes om värmen gick att sälja till fjärrvärmenätet i Höganäs. Höganäs Energi kan ta emot värmen, men den har för låg temperatur (cirka 60 grader) för deras system, de kan inte ge ett exakt pris. Därför hade en noggrannare undersökning behövts på pris för försäljning och hur elektrolysörens överskottsvärme hade kunnat samverka med fjärrvärmen som redan säljs från metallpulver produktionen på Höganäs AB.

5.2.2 Styrning

Osäker data som ligger till grund för hur elektrolysören skulle styras

För att få med volatiliteten i elpris samt pris på frekvensreglering loopades historiska priser, detta innebär att volatiliteten antags vara oföränderlig vilket inte har undersökts. Detta skulle kunna förbättras genom att undersöka hur volatiliteten skattas framåt och anpassa indatan därefter. Att loopa historik data innebär också ett antagande om att priserna kommer variera på samma sätt i framtiden som under åren 2022-2023. Detta är garanterat felaktigt men antags i denna rapport vara det bästa sättet för att skatta framtida priser på timbasis och för att även om priserna garanterat inte kommer vara fördelade på samma sätt i framtiden bör effekterna av detta minimeras då de slås ut på hela år.

Perioden 2022-2023 var en otroligt turbulent tid på energimarknaden beroende på Rysslands invasion av Ukraina med mera, att prisdatan från just dessa år har använt för att skatta framtida värden kan ge en felaktig bild av framtiden. Att göra om detta arbete om några år skulle möjliggöra att en analys skulle kunna göras med stabilare data att skatta framtida priser med.

Det har inte tagits hänsyn till tiden det tar för uppstart av elektrolys i detta arbetet,

detta eftersom PEM-elektrolysörer är snabba (hot ramp time 2s, 30s cold start ramp time) och tiden det tar för uppstart antogs vara försumbar. Men med frekvensregleringen blir det många på och avslag (FCR upp cirka 20 000 tillslag per år) vilket gör att det hade varit värt att ta hänsyn till. Det hade även varit intressant att undersöka hur den stora mängden på och avslagningar av elektrolysören påverkar degraderingstakten.

Tiden att utföra stackbyten togs inte med i analysen, för att förbättra denna felkälla skulle det kunna undersökas hur lång tid ett stackbyte tar och ställa in att elektrolys inte kan väljas som produktionsätt under de timmarna.

Verkningsgraden för reformering som användes i arbetet var den verkningsgrad som Magnus Pettersson från Höganäs AB antog var deras verkningsgrad i snitt. Verkningsgraden för reformeringen är i verkligheten beroende på produktionsmängd och skulle kanske även haft en degraderingstakt, detta togs det inte hänsyn till i beräkningarna i excel.

Nätkostnader och andra avgifter antogs täckas av ett 20 % påslag på spottpriserna, i detta tar inte hänsyn till om det är fasta avgifter mm, det blir också en dubbelt felaktig bild de timmarna det är negativt elpris. Nätkostnaderna för fossilgas beräknades som en fast kostnad per MWh fossilgas som levererades, det tar inte heller någon hänsyn till om det är några fasta avgifter. För att beräkna dessa bättre skulle mer undersökning behöva göras av hur dessa avgifter betalas i verkligheten.

Den analys som gjordes för att undersöka driftkostnaderna för att driva reformering av biogas istället för fossilgas gjordes genom att ändra priset på biogas till det nuvarande priset som vi fick från Magnus Pettersson samt att sätta utsläppen till noll, det skattades inte framåt och tog ingen hänsyn till om det skulle behöva adderas komponenter eller om avtalet med nätägaren ser annorlunda ut.

Överlag hade förmodligen MATLAB varit ett bättre verktyg för att analysera så långa tidsspann eftersom excel blev långsamt då dataseten blev stora.

Budstrategi och reglering

FCR-D upp och ned blir bonus pengar, beslutet att buda på FCR-D ned eller upp tas efteråt och beroende på om reformeringen eller elektrolysen har lägst driftkostnad. Om en bra modell av att skatta priserna på frekvensmarknaden innan upphandlingen av buden är gjorda av Svenska Kraftnät, hade de kunnat varit med i beslutfattandet om elektrolysen eller reformeringen ska producera vätgasen. Då alla buden behöver gå via en BSP/BRP t.ex. Modity i Skåne och de hjälper deras kunder med att ta fram modeller/algorithmerna för att styra resurserna, i detta fallet elektrolysören, så hade en modell från Modity högst troligt möjliggjort att FCR-D upp och ned buden hade kunnat skattas för varje timme och varit med i beslutfattandet. Därmed vid optimal och perfekt drift hade kostnaden sänkts med 6 miljoner över livslängden och nettovärdet för elektrolysören ökat med 2,7 miljoner kr. En felkälla och kostnad som är svår att uppskatta är att aktiveringen av stödtjänsterna FCR-D till frekvensmarknaden sker flera gånger per timme, även om aktiveringarna endast varar i genomsnitt ett par sekunder så leder detta förmodligen till ökat slitage. Vätgasen som skickas in till

Höganäs AB behöver vara på minst 15 bar, då ska deras interna reglerteknik justera ned produktionen av vätgasen från deras reformeringsanläggningar till minimum-drift lasten på 40%, en närmare undersökning hade behövts på hur deras reglering fungerar och om buffertankarna kan absorbera vätgasen i den takt som elektrolysören producerar samtidigt som reformeringen sänker sin produktion.

Subventioner, utsläppsrätter och ursprungsgarantier

Denna analys har gjorts utan att ta hänsyn till subventioner, med EUs satsningar som vätgasbanken skulle subventioner kunna göra investeringen i elektrolys som komplement till reformering ännu mer lönsamt. Eftersom detta arbete har analyserat elektrolys från elmixen vilket innebär att vätgasen inte är grön finns det inte så mycket subventioner, men om det inom EU blev godkänt att med hjälp av ursprungsgarantier kunna kalla vätgasen grön skulle det kunna subventioneras vilket skulle ändra analysen och antagligen göra investering mer lönsam förutsatt att subventionerna är större än priset på ursprungsgarantier.

Allmän diskussion

Den stora förbättringen av nettonuvärde som en kompletterande elektrolysör ger upphov till bör täcka eventuella felkällor, därför tycker vi att Höganäs AB bör göra investeringen då den både ökar lönsamheten och minskar utsläppen. Vi tror även att detta arbete går att applicera bredare än det specifika fallet som undersöktes, alla reformeringsanläggningar bör kunna dra nytta av kompletterande elektrolys. Att i större utsträckning kunna välja produktionssätt kan sänka produktionskostnader, minska beroende på specifika bränslen samt generera nya intäkter. Vi tror att det är intressant att komplettera även reformering av biogas med elektrolys eftersom priset på biogas är högre än fossilgas kommer kostnadsbesparingarna bli större, den kompletterande elektrolysen kommer dock inte ge upphov till samma besparing av koldioxidutsläpp då den fossila gasen byts ut mot biogas.

6 Slutsats

Följande forskningsfrågor undersöktes och besvarades med detta arbetet:

- Är en elektrolysör som komplement till reformering av fossilgas lönsamt för Höganäs AB?

En elektrolysör som komplement till reformeringen på Höganäs AB gav ett nettonuvärde på 8 750 000kr med 10% kalkylränta och hade en paybacktid på 6,2 år. Att komplettera reformering av fossilgas med en elektrolysör kan därmed vara ett bra alternativ för att producera vätgas lönsamt. Detta förutsätter att skattningarna som användes på de framtida kostnaderna och intäkterna faller ut som prognostiserat i arbetet, störst påverkan på lönsamheten har fossilgaspriset och elpriset.

- Hur stor blir koldioxidbesparingen med en kompletterande elektrolysör jämfört mot endast reformering av fossilgas för Höganäs AB?

Produktion av vätgas med endast reformeringen gav ett koldioxidutsläpp på 66 400 ton koldioxekvivalenter, motsvarande utsläpp med reformeringen och elektrolysören tillsammans gav 38 400 ton. Därmed visas att en kompletterande elektrolysör besparar koldioxidutsläpp, 28 000 ton koldioxidekvivalenter besparas jämfört med endast reformeringen. Det blir dock ett motsatt resultat om fossilgas byts mot biogas, då blir reformeringarna det koldioxidbesparande alternativen men elektrolysören blir mer lönsam eftersom biogas är dyrare.

- När bör en elektrolysör gå i drift för att maximera lönsamheten för Höganäs AB? AB?

För att kunna styra elektrolysören optimalt ur ett lönsamhetsperspektiv måste all data finnas tillgänglig för var timme under elektrolysörens livslängd. Detta innebär att ständigt uppdatera verkningsgraden för elektrolysören för att kunna veta hur mycket vätgas den producerar. Genom att ta vara på överskottsvärmen, utnyttja volaliteten i elpriserna och bidra med kapacitet till frekvensmarknaden optimerades lönsamheten för elektrolysören. Värmen säljs till ett närliggande fjärrvärmenät, elpriserna utnyttjas på timbasis genom att kolla på dagen-föremarknaden och planera driften för nästkommande dygn, stödtjänsterna FCR-D upp och ner säljs. För att verkligen optimera elektrolysörens lönsamhet skulle frekvensregleringspriserna behöva skattas perfekt, om det skulle göras skulle elektrolysören som analyserats i detta arbete bespara ytterligare 12 miljoner under dess livslängd.

- Vilken typ av elektrolysör maximerar lönsamheten för Höganäs AB som komplement till deras reformering av fossilgas bäst?

Tre elektrolys tekniker undersöktes i detta arbetet, AEC, PEM och SOEC. Den avgörande aspekten för att maximera lönsamheten för Höganäs AB är snabb reglertid för att ha möjlighet att delta på frekvensmarknaden och utnyttja volatiliteten i elpriserna på timbasis. SOEC-elektrolys har uppstarttider på mer än en timme och går därför inte att använda för att reglera efter elpriserna. AEC-elektrolys har snabbare reglertider än SOEC men då det är upp till 10 minuter för uppstart och avstängning beroende på omgivningstemperatur så är den för långsam för FCR-D upp och ned. För att maximera lönsamheten för Höganäs AB är det bästa alternativet en PEM-elektrolys med sekundsnabb reglertid. Då går det att delta på frekvensmarknaden med de bäst betalda stödtjänsterna FCR-D upp och ned, samt minska elkostnaden genom att utnyttja volatiliteten i elpriserna på timbasis.

- Vilken storlek av elektrolysör maximerar lönsamheten för Höganäs AB som komplement till deras reformering av fossilgas bäst?

För att en elektrolysör ska kunna integreras ihop med reformeringsanläggningarna på Höganäs AB, behöver reformeringen med hjälp av buffertankarna regleras i samma takt som en elektrolysör, som regleras efter elpriserna på timbasis. Det är kostsamt att stänga av och på reformeringen och de har långa uppstartstider. Därför undersöktes hur mycket vätgasbehov som fanns kvar till Höganäs AB metallpulverproduktion då de båda reformeringsanläggningarna inte stängdes av helt utan reglerades ned till minimum lasten på 40%. Detta tillsammans med ett medelvätgasbehov per timme för metallproduktionen på Höganäs AB, gav ett behov av vätgas per timme som motsvarar en effekt på 2 MW för en elektrolysör.

6.1 Framtida arbete

Några förslag på framtida undersökningar som rekommenderas från arbetet är följande:

- Utredda om det finns budgivningstrategier på frekvensmarknaden för att ytterligare öka lönsamheten för en elektrolysör på frekvensmarknaden. Kanske kan priserna från upphandling 1 användas i beslutet om elektrolysören bör gå i drift? Detta har ytligt undersökts i denna rapport men bör undersökas grundligare samt då marknaden har mognat mera.
- Blir det mer lönsamt med en kompletterande elektrolysör om biogas reformeras istället för naturgas? Detta har granskats ytligt i denna rapport men en mer genomgående studie hade varit intressant eftersom biogas skulle göra vätgasproduktionen ytterligare fossilfri.
- Hur mycket påverkas livslängden på en elektrolysör då den används till frekvensmarknaden?

Referenser

- [1] Jimena Incer-Valverde, Amira Korayem, George Tsatsaronis och Tatiana Morosuk. 'Colors of hydrogen Definitions and carbon intensity'. I: *Energy Conversion and Management* (sept. 2023). URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890423006404?ref=pdf_download&fr=RR-2&rr=84e1cb4b3eb7abd5 (hämtad 2024-01-24).
- [2] RISE. 'Vätgasens potentiella värde som bränsle för framdrift av fordon samt andra industriella processer'. I: *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme, AP6* (2022). URL: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20V%C3%A4tgasens%20potentiella%20v%C3%A4rde%20som%20br%C3%A4nsle%20f%C3%B6r%20framdrift%20av%20fordon%20samt%20industriella%20processer%20PUBLIK.pdf> (hämtad 2023-11-15).
- [3] Irena. 'Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi'. I: (2020). URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf (hämtad 2024-01-03).
- [4] Axel Nordin Annika Carlson. 'Studie över elektrolys-teknologier'. I: *RISE* (maj 2022). URL: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-05/HyCoGen%20Studie%20%C3%B6ver%20elektrolys-teknologier%20idag%20och%20i%20framtiden.pdf> (hämtad 2023-11-01).
- [5] ScienceDirect. 'Pre-reforming of natural gas on a Ni catalyst: Criteria for carbon free operation'. I: (mars 2005). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0926860X04009962?via%3Dihub> (hämtad 2024-01-03).
- [6] Naturvardsverket. 'utslappshandel'. I: (2024). URL: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/vad-ar-utslappshandel/> (hämtad 2024-03-10).
- [7] Naturvardsverket. 'utslappshandel'. I: (2024). URL: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/utslappshandel/> (hämtad 2024-02-21).
- [8] energiföretagen. 'fjärrvärme'. I: (2024). URL: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/fjarrvarme/> (hämtad 2024-03-10).

- [9] Svenska kraftnät. 'Elsystemet'. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/> (hämtad 2024-01-24).
- [10] Svenska kraftnät. 'Elområden'. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/elomraden/> (hämtad 2024-01-21).
- [11] Svenska kraftnät. 'Transmissionsnätet'. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/om-transmissionsnatet/karta-transmissionsnatet-for-el.pdf> (hämtad 2024-01-24).
- [12] Svenska kraftnät. 'frekvens stabilitet'. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/> (hämtad 2024-01-24).
- [13] Svenska kraftnät. 'Elmarknaden'. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/> (hämtad 2024-01-21).
- [14] Nordpool. 'Day-ahead prices-Area-Prices'. I: (2024). URL: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Hourly/?view=table> (hämtad 2024-01-31).
- [15] energidataservice. 'elspotprices'. I: (2024). URL: <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/elspotprices#metadata-info> (hämtad 2024-02-01).
- [16] RISE. 'Studie över hur värmeförluster från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme'. I: *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme AP4. Återvinning av restvärme*. (juni 2023). URL: https://www.ri.se/sites/default/files/2023-07/HyCoGen%20Studie%20hur%20restv%C3%A4rmen%20fr%C3%A5n%20v%C3%A4tgasproduktion%20kan%20bidra%20till%20fj%C3%A4rrv%C3%A4rme_0.pdf (hämtad 2023-11-22).
- [17] Energimyndigheten. 'Naturgas'. I: (2024). URL: <https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/> (hämtad 2024-01-30).
- [18] Swedegas. 'Så fungerar gasmarknaden'. I: (2024). URL: <https://swedegas.se/underwebbar/swedegas/vara-tjanster/systemansvar/marknadsmodell> (hämtad 2024-01-30).
- [19] Naturskyddsföreningen. 'fossilgas-naturgas-eller-biogas-vad-ar-vad'. I: (2024). URL: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/fossilgas-naturgas-eller-biogas-vad-ar-vad/> (hämtad 2024-01-30).
- [20] RISE. 'Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet'. I: *Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas*

- via koppling till fjärrvärme AP8, Utgåva 1 (sept. 2022). URL: <https://www.ri.se/sites/default/files/2022-09/HyCoGen%20V%C3%A4tgasens%20potential%20och%20v%C3%A4rde%20f%C3%B6r%20att%20tillhandah%C3%A5lla%20systemtj%C3%A4nster%20till%20eln%C3%A4tet%20-%20PUBLIK%20utg%C3%A5va%201.pdf> (hämtad 2023-11-08).
- [21] Svenska kraftnät. ‘Om olika reserver’. I: (nov. 2023). URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/handel-prissattning/> (hämtad 2023-11-09).
- [22] Svenska kraftnät. ‘Förkvalificering’. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/forkvalificering/> (hämtad 2024-01-31).
- [23] SVK. ‘Förklarande dokument om Svenska kraftnäts modell för BSP/BRP’. I: (jan. 2023). URL: https://www.svk.se/contentassets/eba3aef96aca4b9bb2c8ed27d156a63e/forklarande-dokument---modell-for-bsp-och-brp_rattad_3-aggregering.pdf (hämtad 2023-11-21).
- [24] Svenska Kraftnät. ‘SVENSKA KRAFTNÄT Aktörsmöte om BSP/BRP’. I: (2024). URL: <https://www.svk.se/contentassets/e98279048dcb480d9b3007f4ce4ef82f/aktorsmote-om-bsp-brp-240117.pdf> (hämtad 2024-03-10).
- [25] Per-Hugo Skärvad och Jan Olsson. *Företagsekonomi 100 Faktabok*. Liber AB, 2017.
- [26] Energimyndigheten. ‘Detaljerad analys state-of-the-art industriell elektrolys - fallstudie’. I: (2021). URL: <https://web.archive.org/web/20220310205432/https://www.energimyndigheten.se/forskning-och-innovation/projektdatabas/sokresultat/GetDocument/?id=1ef3dc0b-7756-4006-bb20-c08dd1d46835&documentName=Detaljerad%20analys%20state-of-the-art%20industriell%20elektrolys%20-%20fallstudie.pdf> (hämtad 2024-03-10).
- [27] CLEAN HYDROGEN JOINT UNDERTAKING. ‘Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027’. I: (febr. 2022). URL: <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-02/Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf> (hämtad 2024-01-03).
- [29] Deloitte. ‘Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers’. I: (jan. 2021). URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/jp/Documents/global-business-support/jp-gbs-fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf> (hämtad 2024-01-03).

- [31] energy.gov. 'Hydrogen Storage'. I: (2024). URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> (hämtad 2024-02-21).
- [32] energigas sverige. 'Vad är energiinnehållet i naturgas, biogas och fordonsgas?' I: (2024). URL: <https://www.euromekanik.se/app/uploads/H-TEC-Datenblatt-ME450-EN-23-08.pdf> (hämtad 2024-02-21).
- [33] electricitymaps. 'electricitymap zone SE-SE4'. I: (2024). URL: <https://app.electricitymaps.com/zone/SE-SE4> (hämtad 2024-02-21).
- [34] statista.com. 'Dutch TTF gas futures at the beginning of each week'. I: (2024). URL: <https://www.statista.com/statistics/1267202/weekly-dutch-ttf-gas-futures/> (hämtad 2024-02-21).
- [35] statista. 'Daily European Union Emission Trading System (EU-ETS) carbon pricing from 2022 to 2024'. I: (2024). URL: <https://www.statista.com/statistics/1322214/carbon-prices-european-union-emission-trading-scheme/> (hämtad 2024-02-21).
- [36] Skatteverket. 'Omräkningskurser för euro per redovisningsperiod'. I: (2024). URL: <https://skatteverket.se/foretag/drivaforetag/euronochskatterna/omrakningskurser/redovisningsperioder.4.2ef18e6a125660db8b080004155.html> (hämtad 2024-02-21).
- [37] Mimer. 'FCR'. I: (2024). URL: <https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex> (hämtad 2024-02-21).
- [39] Modity. *Långtidsprognos 2023 för den nordiska energimarknaden*. Modity Energy Trading AB, 2023.
- [40] Theodor Rosengren. *Batteries charging into the future? Techno-economical analysis of BESS participation on the Swedish frequency regulation market using a mixed method approach*. 2023.
- [41] Naturvårdsverket. 'Klimatomställning'. I: (). URL: <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/> (hämtad 2024-03-10).
- [42] Energimyndigheten. 'LCC-kalkyl verktyg excel'. I: (2024). URL: <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/dec414945bbf4a2e86365041f49a1f93/lcc-verktyg.xlsm> (hämtad 2024-02-01).

Företagskontakter

- [28] Björn Nilsson. *Fjärrvärmeansvarig*. Höganäs Energi, 2024.
- [30] Magnus Pettersson. *Energikoordinator*. Höganäs AB, 2024.
- [38] Pernilla Ademar. *Chef affärsutveckling*. Modity, 2024.

Apendix

A.1 Livscykelkostnadsanalys LCC-A

Generella indata

Kalkylperiod (år)	20
Kalkylränta (%)	10,0%
Energislag 1	
Energipris energislag (kr/kWh)	
Energislag 2	
Energipris energislag (kr/kWh)	
Energislag 3	
Energipris energislag (kr/kWh)	

Data för olika åtgärder/utrustningsalternativ

	Alt A	Alt B	Alt C
Åtgärd/utrustningsalternativ			
Investeringskostnad (kr)	0,00 kr	26 500 000,00 kr	
Årligt energibehov, energislag 1 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 2 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 3 (kWh)			
Drift- och underhållskostnad (kr/år)		600 000,00 kr	

Övriga årliga kostnader (kr/år)		
Övriga kostnader år 1	6 626 204,00 kr	
år 2	4 539 240,00 kr	
3	4 548 515,00 kr	
4	4 558 140,00 kr	
5	4 524 478,00 kr	
6	4 520 195,00 kr	
7	4 515 584,00 kr	
8	4 585 386,00 kr	
9	4 597 354,00 kr	
10	4 658 031,00 kr	
11	4 658 589,00 kr	
12	4 702 779,00 kr	
13	4 660 241,00 kr	7 000 000,00 kr
14	5 167 121,00 kr	
15	5 820 741,00 kr	
16	5 884 076,00 kr	
17	5 840 648,00 kr	
18	5 848 579,00 kr	
19	5 775 556,00 kr	
20	5 741 738,00 kr	
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		

Figur 1: Nettonuvärde från besparing

Generella indata

Kalkylperiod (år)	20
Kalkylränta (%)	10,0%
Energislag 1	
Energipris energislag (kr/kWh)	
Energislag 2	
Energipris energislag (kr/kWh)	
Energislag 3	
Energipris energislag (kr/kWh)	

Data för olika åtgärder/utrustningsalternativ

	Alt A	Alt B	Alt C
Åtgärd/utrustningsalternativ			
Investeringskostnad (kr)	0,00 kr	26 500 000,00 kr	
Årligt energibehov, energislag 1 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 2 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 3 (kWh)			
Drift- och underhållskostnad (kr/år)		600 000,00 kr	
Övriga årliga kostnader (kr/år)			
Restvärde (kr)	0	0	

Beräkningar och resultat

	Alt A	Alt B	Alt C
Nuvärde investering minus restvärde (kr)	- kr	26 500 000 kr	- kr
Nuvärde drift- och underhållskostnader (kr)	- kr	5 108 138 kr	- kr
Nuvärde övriga kostnader (kr)	42 389 794 kr	2 027 651 kr	- kr
Nuvärde energikostnader (kr)	- kr	- kr	- kr
Livscykelkostnad, LCC (kr)	42 389 794 kr	33 635 789 kr	-

Lösamhetsbedömning av åtgärd B och C (jämfört mot Alt A)

Rak återbetalningstid, payoff (år)	#VALUE!	-
Nettonuvärde av investering, Minskning LCC (kr)	8 754 005 kr	-

Summering av resultat

Av Alt A, B och C har **Alt B** **lägst LCC-kostnad**

Figur 2: Nettonuvärde från besparing

A.2 Livscykelkostnadsanalys LCC-B

Data för olika åtgärder/utrustningsalternativ

	Case R	Case E+R	Case E
Åtgärd/utrustningsalternativ			
Investeringskostnad (kr)	0	26500000	26500000
Årligt energibehov, energislag 1 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 2 (kWh)			
Årligt energibehov, energislag 3 (kWh)			
Drift- och underhållskostnad (kr/år)		600000	600000

Övriga årliga kostnader (kr/år)			
Övriga kostnader år 1	9963352	3337149	6724401
år 2	9898347	5359107	9215264
3	9900481	5351965	9134864
4	9929331	5371191	9223553
5	9899206	5374728	9191679
6	9896076	5375881	16168266
7	9891109	5375525	9142934
8	9911854	5326468	8879136
9	9872063	5274710	8576485
10	9857013	5198983	8182080
11	9839299	5180710	8095661
12	9847297	5144518	7962013
13	9796582	12136341	14923086
14	10574945	5407823	7860062
15	11745830	5925090	7616138
16	11717501	5833425	7396064
17	11619275	5778626	7278219
18	11555392	5706813	7127853
19	11484787	5709231	7179478
20	11447057	5705319	7231235
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			

Figur 3: Nettonuvärde från 3 case

Beräkningar och resultat

	Alt A	Alt B	Alt C
Nuvärde investering minus restvärde (kr)	- kr	26 500 000 kr	26 500 000 kr
Nuvärde drift- och underhållskostnader (kr)	- kr	5 108 138 kr	5 108 138 kr
Nuvärde övriga kostnader (kr)	86 404 840 kr	46 042 698 kr	77 522 116 kr
Nuvärde energikostnader (kr)	- kr	- kr	- kr
Livscykelkostnad, LCC (kr)	86 404 840 kr	77 650 836 kr	109 130 254 kr

Lönsamhetsbedömning av åtgärd B och C (jämfört mot Alt A)

Rak återbetalningstid, payoff (år)	#REF!	återbetalas ej
Nettonuvärde av investering, Minskning LCC (kr)	8 754 004 kr	- 22 725 414 kr

Summering av resultat

Av Alt A, B och C har **Case E+R** lägst LCC-kostnad

För lönsamhetsbedömningen antas Alt A vara ett grundalternativ, som motsvarar att man inte gör någonting eller investerar i konventionell eller befintlig teknik. Sedan beräknas lönsamheten i att investera i Alt B eller C istället för att välja Alt A.

Återbetalningstiden anger hur många år det tar innan de högre investeringskostnaderna för Alt B/C har betalat sig i form av lägre driftkostnader. Återbetalningstiden här tar ej hänsyn till följande:
- kalkylränta
- ev energiprisökning
- restvärde
- underhåll eller övriga kostnader angivna för enskilda år

Jämförelse LCC

Figur 4: Nettonuvärde från 3 case

B.3 Skattade framtida medelelpriser

År	Förändringsfaktor
2023	1
2024	0,76
2025	0,76
2026	0,74
2027	0,73
2028	0,74
2029	0,73
2030	0,73
2031	0,73
2032	0,71
2033	0,69
2034	0,66
2035	0,65
2036	0,64
2037	0,64
2038	0,63
2039	0,61
2040	0,59
2041	0,58
2042	0,57
2043	0,58
2044	0,58
2045	0,58
2046	0,58
2047	0,58
2048	0,58
2049	0,59
2050	0,59

Figur 5: Skattade framtida medelelpriser