

Energimyndighetens titel på projektet – svenska Systemperspektiv för effektiv produktion och användning av vätgas via koppling till fjärrvärme	
Energimyndighetens titel på projektet – engelska System perspective for efficient production and use of hydrogen in connection to district heating	
Universitet/högskola/företag RISE, Research Institutes of Sweden	Avdelning/institution Elektrifiering och pålitlighet
Adress Box 857, 501 15 Borås	
Namn på projektledare Anders Wickström	
Namn på ev övriga projektdeltagare Jenny Lindborg, RISE Bengt Stridh, Mälardalens universitet Johan Thelander, Karlstads Energi Emelie Algebrant, Tekniska Verken Erik Dahlén, Stockholm Exergi Joacim Sundqvist, Per Tunberg, Mälarenergi Mariliis Lehtveer, Lennart Hjalmarsson, Göteborg Energi Markus Jöcker, Siemens Energy	
Nyckelord: 5-7 st Vätgas, fjärrvärme, sektorkoppling, elektrolys, syrgas, systemtjänster	

Förord

Detta projekt har haft en total budget på 7.404 Mkr som finansierats enligt:

1. Energimyndigheten, Termoprogrammet	4.032 Mkr
2. Göteborg Energis Stiftelse för Forskning och Utveckling	1.512 Mkr
3. Medverkande projektföretag	1.860 Mkr

Projektet har haft en styrgrupp med representanter från respektive projektpart:

- Stefan Ivarsson, RISE projektägare, enhetschef förnybara energisystem
- Eva Thorin, Professor i energiteknik, vice akademichef Mälardalens universitet
- Ulf Hagman, avdelningschef Göteborg Energi
- Stina Berg, avdelningschef energisystem Tekniska Verken i Linköping samt Anders Moritz, f.d. avdelningschef energisystem Tekniska Verken
- Erik Kornfeld, VD Karlstads Energi
- Åsa Lyckström, Hållbarhetsstrateg Siemens Energy
- Per Ytterberg, Vice President Business Development på Stockholm Exergi
- Lisa Granström, Avdelningschef Mälarenergi

Projektledare Anders Wickström riktar ett varmt tack till alla för både medfinansiering och ett mycket gott samarbete.

Innehållsförteckning

Sammanfattning	2
Summary	3
Inledning/Bakgrund	4
Genomförande.....	6
Resultat	7
AP1 Kommunikation	7
AP2 Omvärldsspaning	8
AP3 Övergripande dimensionering.....	9
AP4 Tekniska lösningar för att ta tillvara vätgasanläggningens ”förluster”	11
AP5 Teknoekonomisk analys mellan vätgasturbin och bränslecell.....	12
AP6 Vätgasens potentiella värde och möjligheter	13
AP7 Syrgasens potentiella värde och möjligheter	13
AP8 Potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet	13
AP9 Övergripande analys och optimering över styrning av systemet.....	14
AP10 Styrmedel och skatteeffekten för vätgasproduktion med sektorkoppling till fjärrvärme	17
AP11 Kostnads- och affärsmodell	17
AP12 Sammanställning av resultat och slutsatser.....	21
Diskussion.....	22
Fortsatt arbete i nästa steg.....	23
Publikationslista.....	24
Referenser, källor.....	25
Bilaga.....	26

Sammanfattning

Detta projekt har analyserat sektorkopplingars möjligheter att ta vara på restflöden som genereras vid produktion av vätgas genom elektrolys samt hur dessa flöden kan generera ekonomiska och systemmässiga fördelar. Förutsättningen har varit att all el köps in externt för spotpris.

Projektet har redovisat i detalj hur restvärmen, som uppstår i elektrolysen, kan tillgodogöras som fjärrvärme och därigenom öka processens verkningsgrad från cirka 66 till 95 %. EU:s mål om produktion av 10 miljoner ton vätgas per år till 2030 innebär att det bildas 230 TWh restvärme, motsvarande fyra gånger Sveriges totala fjärrvärmeenergi. Det visar potentialen och vikten av att värmeöverskottet nyttjas i framtida investeringar.

För varje kilo vätgas som produceras bildas åtta kilo syrgas, som kan användas i för att förbättra förbränningen i en avfallspanna. Alternativt kan syrgasen transporteras till ett närliggande vattenreningsverk, vilket minskar elanvändningen för de pumpar som idag cirkulerar luft i de biologiska reningsstegen.

Svenska kraftnät har skapat flera olika marknader för systemtjänster. Vätgasproduktion har goda förutsättningar att delta, särskilt med FCR-D. Analyserna visar att intäkterna från dessa tjänster kan vara större än både restvärmen och syrgasen, förutsatt att restvärmen inte ersätter bränslen som har en högre kostnadsprofil, som exempelvis bio-olja eller pellets. I dessa fall får restvärmen ett betydligt högre värde.

Sektorkopplingen mot fjärrvärme skapar ett resurseffektivt energisystem där alla restflöden kan komma till nytta. Vätgaslager kan också bidra till ett mer robust och resilient energisystem, med möjligheter att förse kritiska verksamheter med reservkraft eller för att starta lokala elnät i ö-drift.

För bästa lönsamhet, utifrån befintliga data om elpriser och vätgasens värde, bör vätgasen säljas vidare som bränsle till tunga transport eller som råvara till industrier istället för att lagras för senare omvandling tillbaka till el. I en framtid, där behov av elgenerering för balanskraft kan öka och samtidigt krävas vara koldioxidneutral, kan dock situationen bli annorlunda.

Baserat på indata och förutsättningar från omvärldsanalyserna visar att kostnaden för att producera vätgas (kr/kg) minimeras när elektrolysen är i drift cirka 80 % av årets timmar eftersom avskrivningskostnaderna annars blir högre i relation till producerad mängd vätgas. Förutsatt avsättning för vätgasen bör produktionen dras ner enbart vid de allra högsta elpriserna.

Scenariot ”gas-to-power” har inte visat sig lönsamt, baserat på de förutsättningar som använts. Historiska elpriser har inte varit tillräckligt höga, tillräckligt ofta för att en extra investering i en gasturbin eller bränslecell ska betala sig. Samtidigt kan det vara missvisande att jämföra priser där dagens fossila bränslen ingår eftersom dessa bränslen på sikt inte är något alternativ.

Även om sektorkopplingen till fjärrvärme ökar intäktsmöjligheterna för vätgasproduktion så finns fortfarande ett antal osäkra parametrar som påverkar lönsamheten och investeringsviljan. Dessa specificeras och diskuteras i denna och dess underliggande rapporter.

Summary

This project has analysed the possibilities of sector coupling in order to take advantage of residual flows generated in the production of hydrogen through electrolysis and how these flows can generate economic benefits. A prerequisite has been that all electricity is purchased externally at the spot price.

The project has reported in detail how the residual heat in the electrolysis, can be utilized as district heating and thereby increase the efficiency of the process from approximately 66 to 95%. The EU's goal of producing 10 million tonnes of hydrogen per year by 2030 means a generation of 230 TWh residual heat, corresponding to four times Sweden's total district heating energy. It shows the potential and importance of using the residual heat in future investments.

For every kilogram of hydrogen that is produced, eight kilograms of oxygen are created, which can be used to improve combustion in a waste boiler. An alternative option is to transport it to a nearby water treatment plant, which then reduces the use of electricity for the pumps that circulate air in the biological purification step.

Svenska kraftnät has created several different markets for system services. Hydrogen production has good conditions to participate, especially with FCR-D. The analyses show that the revenue from these services is greater than both the residual heat and the oxygen.

Sector coupling to district heating creates a resource-efficient energy system where all residual flows can be used. Hydrogen storage can also contribute to a more robust and resilient energy system, with opportunities to supply critical infra structure with reserve power or to start up local power grids in island operation.

For the best possible profitability, based on existing data on electricity prices and the value of hydrogen, the produced hydrogen should be sold as fuel for heavy transport or as a raw material for industries.

Based on the input data and given conditions, it shows that the cost of producing hydrogen (SEK/kg) is minimized when the electrolysis is in operation approximately 80% of the year's hours. The plant is only shut down at the very highest electricity prices.

The "gas-to-power" scenario has not proven profitable, based on the historical input conditions. Electricity prices have not been high enough for pay off the investment in a gas turbine or fuel cell. At the same time, it can be misleading to compare prices where today's fossil fuels are included because these fuels are not an alternative in the long term.

Although the sector coupling to district heating increases the revenue opportunities for hydrogen production, there are still a number of uncertain parameters that affect profitability and the willingness to invest.

Inledning/Bakgrund

Kommunala och regionala system för fjärrvärme har funnits under många år men alltid med ett tydligt fokus på värmeproduktion som huvuduppgift i energisystemet. Samtidigt ökar utbyggnaden av förnybara energikällor, i huvudsak vind- och solkraft. Det leder till mer intermittent elproduktion och framöver ännu större prisvariationer, under senare år till och med negativa elpriser. Samtidigt kan elpriserna stiga kraftigt i perioder med låg vind. Under juni månad 2020 kom extremvärme till Sverige, med låga vindar som följd. Elpriset var uppe i 200 €/MWh, vilket gjorde att oljekraftverket i Karlshamn startade, trots god energitillgång i vattenmagasin i Norrland. Det visar på hur prisskillnaderna skapar incitament att lagra energi i södra Sverige för att säkra elbehovet i perioder med lite vindkraftsproduktion. Här kan fjärrvärmeanläggningarna spela en viktig roll för energisystemets totala effektivitet och ekonomi.

För att möta de energipolitiska målen om ett helt förnybart elsystem och 50 % effektivare energianvändning, är samverkan kring fjärrvärme med andra energislag betydelsefull för att uppnå målen på vägen mot ett hållbart energisystem. Sveriges stora användning av fjärrvärme skapar en unik möjlighet, där svenska aktörer har förutsättningar att vara konkurrenskraftiga på både regionala och globala marknader.

RISE har varit remissinstans till Svenskt Näringsliv, som initierat och delfinansierat en modellering av Sveriges framtida elförsörjning [1]. I rapporten har, bland många andra tekniker, lagring av energi som vätgas analyserats. Med de förutsättningar och ingångsparametrar som ansatts blev det ingen lönsamhet i denna form av energilagring.

Flera examensarbeten rörande vätgaslagring har också genomförts de senaste åren. Ett exempel är Pär Östbergs [2]. Slutsatsen i den rapporten inkluderar "Vätgas har potential i ett energilagringssystem eftersom det är en energibärare som är väldigt energirik och kan lagras i stor skala. Vätgas kan produceras enkelt via elektrolys av vatten och lagras i stora mängd under högt tryck, vid behov kan vätgasen sedan brännas i en kraftverksprocess och generera elektricitet". Men den ekonomiska analysen visar "att det sker för stora energiförluster under lagringsprocessen för att det ska vara lönsamt att lagra vätgas i förbränningsyfte, endast en tredjedel av den energi som använts för att producera vätgasen kan åter-elektrifieras i kraftverket. Detta gör att det krävs omfattande elprisvariationer för att kunna bekosta lagringssystemet.". Slutsatsen från studien är att det krävs andra tekniker och idéer för att göra vätgaslagring lönsamt med dagens energisystem.

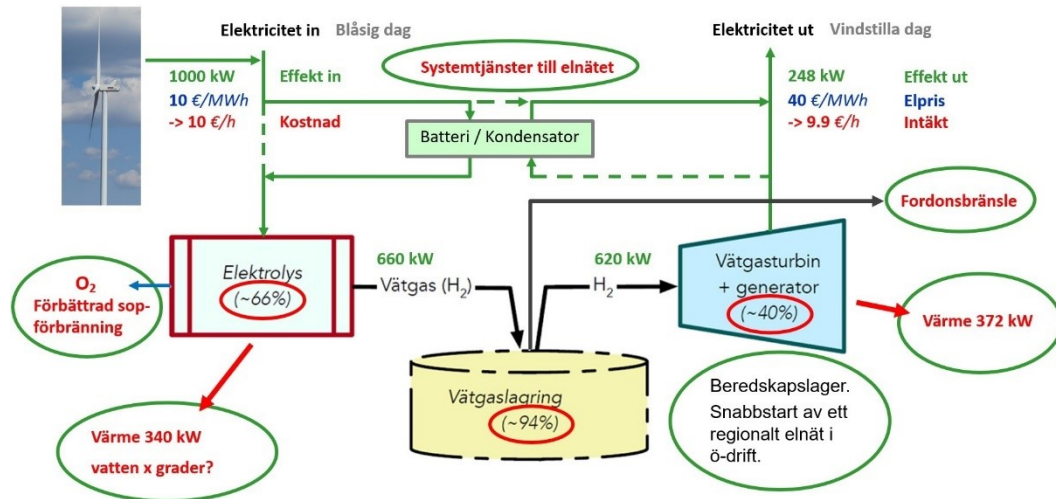
Ett senare exempel är Helen Mattsson och Jonatan Linbergs examensarbete [3]. Slutsatsen som dras av deras resultat från fallstudien är att trots goda tekniska förutsättningar och positiv inverkan på lokala växthusgasutsläpp, kan en P2P-applikation med vätgaslagring inte göras lönsam i en svensk kontext inom en nära framtid.

Denna studie tar fasta på de ekonomiska svårigheterna, till följd av de stora förlusterna. Genom kontakter med energibolag och andra aktörer finns tankar på hur vätgaslagring kan göras mer effektiv genom nya och kombinerade tekniker. Genom att tillvarata den värme som uppstår som förluster vid energiomvandling till- och från vätgas så kan vätgaslagring visa sig vara ett lönsamt alternativ. Fjärrvärmesystem är varmt vatten som skapas i huvudsak genom förbränning av biomassa eller avfall, i vissa fall kompletterat med spillvärme från någon större industri. Om fjärrvärme kan skapas också från den värme som alstras i vätgasomvandlingen, som idag räknas som förluster, så kan det ekonomiska utfallet förbättras, både i vätgasprocessen men också i fjärrvärmeaffären.

I flera olika tidigare projekt har RISE analyserat delar och tekniska detaljer i elektrolysprocessen och bränslecellstekniken. Detta projekt fokuserar på ett systemperspektiv för integrering av vätgaslagring i fjärrvärmeanläggningar för att öka totalsystemets verkningsgrad och energieffektivitet.

Länder utan vare sig vattenkraft eller kärnkraft, exempelvis Danmark [4] och Nederländerna [5], satsar stort på vätgas som energilager, så även Tyskland [6]. Utvecklingen inom detta område kommer därför att gå fort, vilket förväntas leda till lägre priser på ingående komponenter. Det är viktigt att Sverige följer utvecklingen inom EU och tar del av de möjliga stödsystem som finns. Detta projekt riktar in sig på en ny möjlighet för att skapa lönsamhet i vätgaslagring.

Sveriges fjärrvärmeproducenter kan ha goda möjligheter att bidra i omställningsarbetet mot ett förnybart samhälle genom att producera förnybar vätgas under perioder med god tillgång till förnybar elenergi. Tack vare redan existerande infrastruktur (nätanslutning, processanläggningar, personal, etc.) samt möjligheterna att nyttiggöra både den förlustvärme och den syrgas som genereras vid vätgasframställning genom elektrolys, finns bästa möjliga förutsättningar för lönsamhet, energieffektivitet och resiliens i det svenska energisystemet. Förutom att vätgasen kan lagras energi i allt mer väderberoende produktion så kan vätgasen också säljas till andra verksamheter, exempelvis för framdrift av tunga fordon.



Figur 1. Systembild som visar möjliga restflöden och extraintäkter (gröna elipser) för vätgasproduktion i anslutning till en fjärrvärmeanläggning.

HyCoGen är ett projekt som beaktar dessa aspekter utifrån ett systemperspektiv. Projektet medfinansieras av Energimyndigheten och Göteborg Energis Stiftelse för Forskning och Utveckling.

Denna slutrapport summerar hela projektet inklusive slutsatser i ett antal delrapporter.

Genomförande

Projektet har koordinerats och drivits av RISE, Research Institutes of Sweden, med projektledare Anders Wickström.

Projektets har utförts i tolv arbetspaket. Två av arbetspaketen (3 och 11) har drivits av Mälardalens universitet, med delprojektledare Bengt Stridh.

Projektgruppen har bestått av representanter från respektive projektpart enligt listan nedan. Samtliga har varit aktiva i nästan samtliga arbetspaket.

- Johan Thelander, Karlstads Energi
- Erik Dahlén, Stockholm Exergi
- Emelie Algebrant, Tekniska Verken
- Joacim Sundqvist, Per Tunberg, Mälarenergi
- Mariliis Lehtveer, Lennart Hjalmarsson, Göteborg Energi
- Markus Jöcker, Siemens Energy

Ytterligare personer från både RISE och projektföretagen har varit involverade i olika arbetspaket, beroende på deras kompetens och intresse.

Varje arbetspaket har drivits som mer eller mindre separata delprojekt.

Resultat

Nedan redovisas resultaten från respektive arbetspaket, inklusive en kort bakgrund. I tillägg har resultaten för merparten av arbetspaketen dokumenterats i en egen delrapport.

AP1 Kommunikation

När projektet startade i december 2020 var hårda corona-restriktioner införda och inga fysiska möten var möjliga, varken interna eller externa. Kickoff-mötet och all kommunikation fick ske digitalt och rutiner för det implementerades. Projektet har genomfört regelbundna Teams-möten. Det har resulterat i 66 protokollförda möten där delresultat och omvärldsanalyser har presenterats och diskuterats. Allt material finns samlat i en [Teams-kanal där alla projektdeltagare haft tillgång till projektets underlag och resultat](#). Först i juni 2022 kunde projektgruppen samlas fysiskt för första gången.

Projektet har en loggbok över alla externa aktiviteter. Nedan följer ett urval:

- 17-18 nov 2021 Presentation av HyCoGen på SHDC-seminarium i Stockholm
- 2021-10-04 [Artikel i Second Opinion, "Gör fjärrvärme av vätgasprocessens förluster"](#),
- Presentation av HyCoGen på teams-möte arrangerat av Energikontoret Storstockholm med tema "Värdekedjor för grön vätgas - möjligheter och utmaningar i Stockholmsregionen".
- Artikel om HyCoGen i Termo <https://termoinnovation.se/projekt/hycogen-systemperspektiv-for-vatgas-via-koppling-till-fjarrvarme/>
- 2022-05-03 Presentation av HyCoGen inklusive preliminära resultat på GEC-konferens 22 "Flexibilitet med solenergi, energilager och styrd konsumtion"
- 2022-05-10 [HyCoGen utses till IVA:s 100-lista 2022 "Teknik i mänsklighetens tjänst"](#)
- 2022-05-17 Artikel 1 i Tidningen "Energi", <https://www.energi.se/artiklar/2022/maj-2022/darfor-siktat-karlstads-energi-pa-vatgasproduktion/>
- 2022-10-06 Presentation för Energiföretagen på Kraftvärmeforum i Stockholm
- 2022-10-14 Presentation på plats i Linz, Österrike. Dels på NEFI (New Energy for Industry) konferens för forskare och företag inom energibranschen. Även på en workshop inom arbetsgrupp för IETS Task 19 "Electrification of Industry"
- 2022-10-20 Presentation på Energimyndighetens "Termodag" i Stockholm
- 2022-11-15 Presentation på Värme- och kraftkonferensen 2022 i Stockholm

- 2023-04-27 Presentation på Fjärrvärmedagarna 2023 i Solna
- 2023-05-04 Artikel 2 i Tidningen "Energi". Enklare översikt av projektet för en bredare allmänhet. Länk till artikeln: [Tidningen Energi nr 2 2023 Så kan vätgas stärka fjärrvärmerna](#). Redaktionen för tidningen hälsade den 7 juli att artikeln var en av [de 10 mest lästa artiklar under våren](#).
- 2023-05-24 Presentation på Göteborg Energis utvecklingsdag
- 2023-09-05 Inplanerat webinarium för branschorganisationen [HEAS - Branschföreningen för värmväxling \[heas.se\]](#)

Genom exponeringen har projektet kontaktats av olika externa aktörer, inklusive andra energibolag, IVA, investeringsföretag, studenter och exjobbare.

Styrgruppen har haft sex stycken protokollförda Teams-möten.

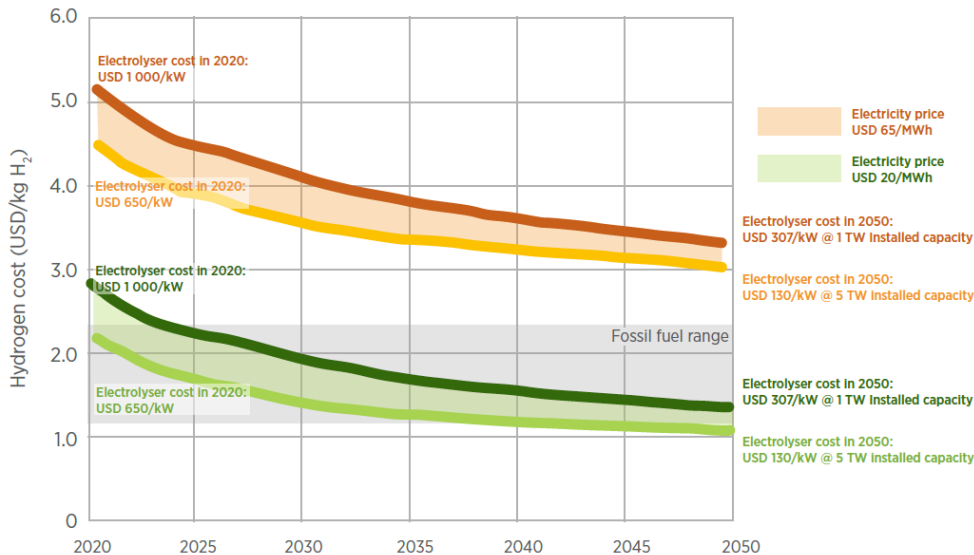
På projektets hemsida www.hycogen.com har delrapporter successivt publicerats. Där ligger nu länkar till 8 delrapporter, en presentation samt tre examensarbeten där projektet på olika sätt bidragit med indata och stöd. I tillägg har en intern rapport skrivits [Riskidentifiering vätgasanläggning](#) angående vätgasens risker, sätt att hantera riskerna, tillståndprocesser med mera. Denna rapport har bara projektets partnerföretag tillgång till.

AP2 Omvärldsspaning

Projektledningen har, tillsammans med RISE olika experter inom respektive teknikområde och projektpartnerernas aktiva bidrag, kontinuerligt följt utvecklingen i både Sverige, EU och resten av världen. Delar av detta underlag finns dokumenterat i de 66 protokollförda mötesprotokollen. Detta ligger också till grund för innehållet i de åtta delrapporter som projektet genererat och publicerat.

Projektet har dessutom arrangerat närmare femton seminarier där externa företag med intressen eller produkter inom alla delar av värdekedjan har presenterat sina erfarenheter och lösningar. Dessa seminarier har varit uppskattade och alla intresserade medarbetare från partnerföretagen har varit välkomna att lyssna och ställa frågor. Experter inom RISE har också medverkat i mer eller mindre utsträckning på projektmöten och informerat om sina respektive områden. [Presentationerna från samtliga av dessa seminarier ligger i respektive mapp på projektets Teamskanal](#). Underlag från dessa seminarier ligger till grund för indata i alla övriga arbetspaket.

Värdet på producerad vätgas har varit en fråga genom projektet och en av de viktigaste parametrarna i lönsamhetskalkylerna. Baserat på omvärldsspaningar, exempelvis IRENA [7] se Figur 2, blev den satt till 30 kr/kg, vilket kan tyckas lågt. Priset vid tankstation ligger idag på ca 90 kr/kg, vilket motsvarar ett pris för diesel på 25 kr/l i "ekvivalent framdriftsenergi". Transport av vätgasen till tankstation samt tankstationens marginaler skulle då kosta 60 kr/kg. Om värdet för vätgasen skulle sättas högre än 30 kr/kg blir kalkylen för vätgasproduktionen bättre, men här finns en osäkerhet.



Figur 2. Figur från IRENA (2020, Green Hydrogen Cost Reduction): kostnaden för produktion av förnybar vätgas som funktion av kostnaden för elektrolysören, med ett genomsnittligt högt (65 USD/MWh) och lågt (USD20/MWh) elpris, hållna konstant över åren 2020–2050.

AP3 Övergripande dimensionering

Projektet har skapat ett omfattande Excel-ark för att genomföra övergripande dimensionering och kostnadsanalys av olika system. Drygt 20 parametrar enligt Tabell 1 kan ändras för olika scenarier och år.

Variabler	Parameter	Värde	Enhet
OK att ändra gröna celler	Elektrolysör metod	Alkalisk	
	Elektrolysör installerad effekt	20	MW
	Elektrolysör effekt lågt spotpris	100%	
	Elektrolysör effekt högt spotpris	0%	
	Elektrolys övre gräns spotpris	870	kr/MWh
	Elektrolys under högladdtid	Ja	
	Inkludera kompression	Ja	
	Inkludera vätgaslagring	Ja	
	Storlek vätgaslager	8 000	kg H ₂
	Storlek vätgaslager	90 192	Nm ³
	Storlek vätgaslager	315	MWh
	Vätgaslager fyllnadsgrad start	50%	
	Inkludera vätgasvärde	Ja	
	Värde vätgas	30	kr/kg
	Inkludera värmevärde elektrolys	Ja	
	Inkludera syrgasvärde	Ja	
	Värde syrgas	250	kr/h
	Bränslecell effekt	1	MW
	Bränslecell driftmod	100%	
	Bränslecell nedre gräns spotpris	500	kr/MWh
Energiskatt	Fjärrvärmebolag		
Kvotplikt elcertifikat elektrolys	Nej		
År spotpris el	2020		
Budstorlek FCR-D upp andel	80%		
Kalkylränta real	6%		%

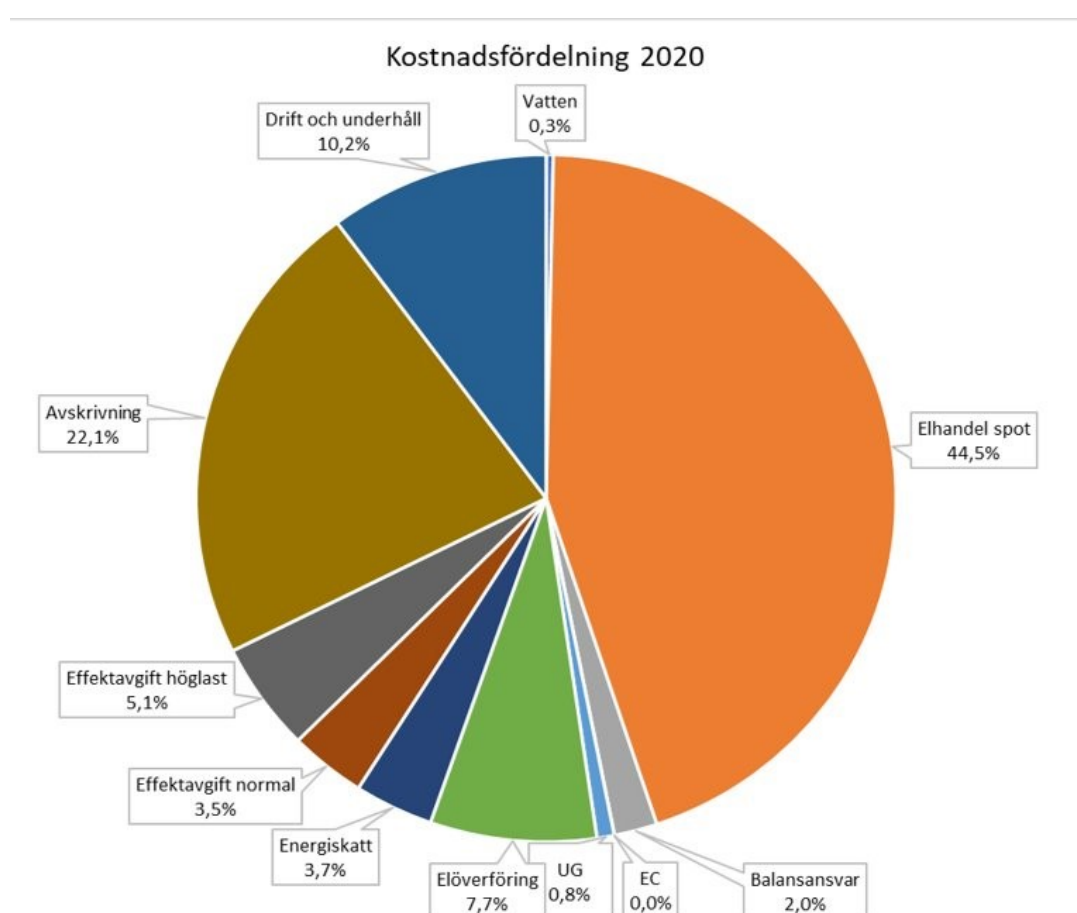
Tabell 1. Olika parametrar som kan ändras för olika scenarier och år i det övergripande Excel-arket för dimensionering och kostnadsanalys av olika system.

Förutsättningen är att all el köps in externt för spotpris. Historiska eller framtida spotpriser för el timme för timme kan väljas för åren 2016-2022 för att kunna jämföra det ekonomiska utfallet vid olika spotpriser. Via Svenska Kraftnät har även prognoser för framtida elpriser erhållits. Resultaten beräknas timme för timme och summeras månadsvis, årsvis och i olika typer av diagram.

Ett exempel på resultat över kostnadsfördelning visas i

Figur 3 med följande antaganden:

- 20 MW alkalisk elektrolysör
- 8 000 kg/dygn vätgasbehov
- 8 000 kg vätgaslager
- 9,5 Mkr/MW investeringskostnad elektrolysör
- Vid lägsta gräns för spotpris som undviker tomt vätgaslager



Figur 3. Exempel på fördelning av kostnader baserat på elpriser från år 2020. Elektrolysören, på 20 MW, är i drift 7 600 timmar, med antagen verkningsgrad. Elhandelskostnaden dominerar stort, avskrivningarna är näst störst. Excel ver 10f.

Fler resultat, ytterligare underlag och slutsatser presenteras under AP11 Kostnads- och affärsmodell.

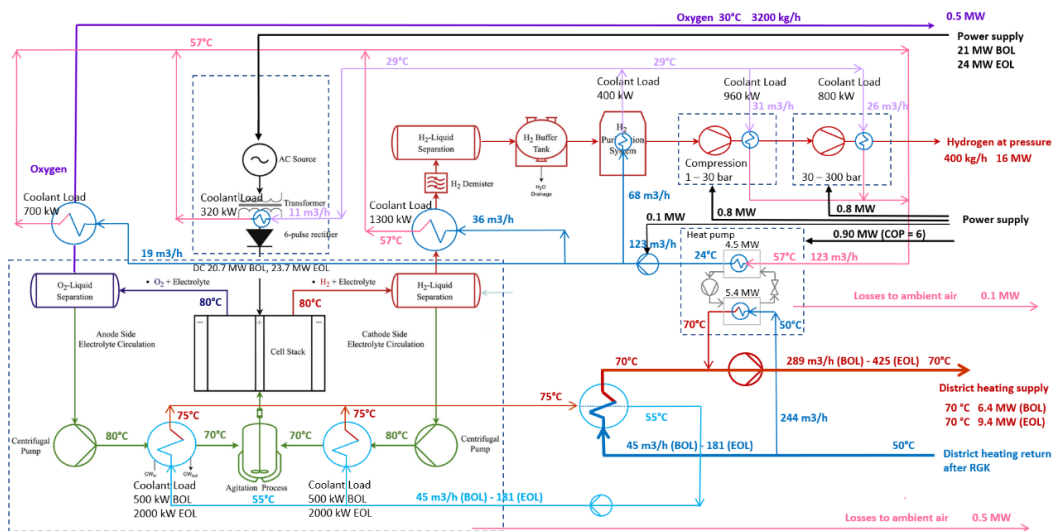
AP4 Tekniska lösningar för att ta tillvara vätgasanläggningens "förluster"

En generisk alkalisk elektrolysanläggning, med en kapacitet att tillverka 400 kg vätgas per timme, har analyserats. Den totala investeringen (CAPEX) beräknas till 356 MSEK. En separat studie har detaljerat visat hur värmeförluster från denna vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme. Rapporten redovisar tre olika möjligheter.

Ett sätt är att enbart kyla elektrolysörstacken i en separat krets. Den temperatur som kan matas ut till blir då cirka 70°C och kräver bara en relativt billig värmeväxlare. Dock tas enbart en mindre del av restvärmen tillvara eftersom olika komponenter behöver olika temperaturer för att kylas på bästa sätt.

Ett andra sätt att tillvarata all förlustvärme visas i Figur 4. Den övre separata kretsen leds genom en värmepump. På så vis kan den lågtempererade förlustvärmen tas tillvara. Detta koncept kräver en investering i värmepumpen, med tillhörande effektbehov. Investeringskostnaden (CAPEX) för värmepumpen är betydande, runt 30 MSEK. Beroende på värdet av värmen samt aktuellt elpris kan man i varje läge flexibelt välja om det är lönsamt eller inte att köra värmepumpen.

Antingen kan detta cirka 70°C vatten ledas direkt ut som matning till ett modernt lågtempererat fjärrvärmenät eller värmas upp ytterligare med hjälp av en ökad framledningstemperatur innan inblandning i en annan panna för att anpassas till existerande fjärrvärmenät. På detta sätt kan verkningsgraden för hela processen att tillverka vätgas öka från i genomsnitt 66% till 95% med bibehållen verkningsgrad över livslängden. Dock innebär elektrolysörstackens degradering över tid att mer elektisk effekt måste matas in för att generera samma mängd vätgas, från 21 till 24 MW. Efter 10 år byts stackens membran ut och anläggningen går som ny igen.



Figur 4. Ett möjligt kylsystem för en elektrolysör-anläggning med syfte att all förlustvärme som uppstår ska tas tillvara för att bidra till fjärrvärme. En värmepump lyfter temperaturer på delar av kylvattnet, för de komponenter som kräver kyla med låga temperaturer medan förlustvärmen från stacken leds direkt till fjärrvärmekretsen. Figuren visas i full upplösning i Bilaga 1.

Fullständig publik delrapport finns här [HyCoGen Studie hur restvärmen från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme](#).

Inom ramen för detta arbetspaket har det också gjorts en kunskapsinsamling och litteraturstudie om elektrolys-teknologier idag och i framtiden, se [HyCoGen Studie över elektrolys-teknologier](#). Det beskrivs de tre mest kommersiella elektrolysörerna AEC, PEMEC och SOEC. Rapporten inkluderar historik, funktion, begränsningar och existerande anläggningar. Ett antal leverantörer till elektrolysörerna finns listade, samt tekniska data och jämförelser.

Viktiga egenskaper för elektrolysören, med sektorkoppling mot fjärrvärme, är prestanda och arbetstemperatur. Reglerbarheten är också viktig, det vill säga hur snabbt effekten kan ändras över tid och hur det påverkar livslängden.

Rapporten rekommenderas att användas som ett underlag för respektive fjärrvärmeleverantör i sina detaljanalyser att integrera och dimensionera den mest lämpade elektrolysör efter varje företags specifika förutsättningar.

AP5 Teknoekonomisk analys mellan vätgasturbin och bränslecell

Inom detta arbetspaket har RISE sammanfattat en rapport som tar upp fyra olika kommersiella bränslecellsteknologier. Det gjordes en kvalitativ jämförelse över teknologierna med avseende på kritiska material, arbetstemperatur, elektrisk effektivitet, existerande applikationer samt för- och nackdelar med sektorkoppling mot fjärrvärmeproduktion. Det nämns även att bränsleceller kan användas för elnätstjänster och som reservkraft. Vid en pilot och demo rekommenderas bränslecellen PEMFC (protonledande membranbränsleceller), då kostnaden är lägre än övriga typer av bränsleceller och att den kräver mindre yta. Fullständig delrapport finns här [Utvärdering av Bränslecells-teknologier för koppling till fjärrvärme](#).

Dessutom har Siemens Energy skrivit en utförlig rapport [Utvärdering av gasturbiner som vätgasbaserade elproducenter kopplat till fjärrvärme](#). Rapporten beskriver ett framtida energisystem med förnybar elkraftproduktion. För att kompensera variationer i elproduktion behövs olika resurser som energilager, vattenkraft, termiska kraftverk och efterfrågefleksibilitet. Bränsle är en högt värderad resurs och återvinning av spillvärme tillsammans med värmepumpar kan stå för en stor del av basförsörjningen av värmeproduktion. Termiska kraftverk kan anpassas för olika förnybara bränslen och vätgas kan användas som ett energilagersystem baserat på gasturbinteknik. Kraftvärmekoppling ger ett högt bränsleutnyttjande och värmeåtervinning kombinerat med ett termiskt energilager kan användas för perioder då det råder brist på annan förnybar kraft.

I korthet kan nämnas att verkningsgraden hos en modern gasturbin för elproduktion är ca 40% och att det mesta av återstående värme återfinns som het avgas vid ca 600°C. Denna avgasvärme kan antingen återvinnas direkt till fjärrvärme (eller industriell processvärme) eller för produktion av högtrycksånga för drift av en ångturbin. Kombinationen av gasturbin och ångturbin, kallat kombicykel, ger då en elverkningsgrad i storleksordning 55% om spillvärmets utnyttjas till fjärrvärme och ca 60% om ren kraftproduktion väljs. Typisk totalverkningsgrad (summa el och värme) för gasturbinanläggningar med värmeåtervinning direkt från avgas, och även vid kombicykel är i storleksordningen 90%.

AP6 Vätgasens potentiella värde och möjligheter

Ett arbetspaket har handlat om omvärldsbevakning och utredning av vätgasens nutida och framtida potentiella värde och möjligheter. Det tas upp olika applikationsområden för vätgas tex som energilagring, för framställning av fossilfritt stål och som bränsle för tunga transporter. Rapporten har dock störst fokus mot fordonssektorn, vilket anses vara den marknad som är mest tillgänglig för fristående vätgasproducenter i anslutning till fjärrvärmeproduktion.

Studien slår fast att vätgasens värde är relativt och varierar över tid. Därför finns inget entydigt eller fast värde för vätgas. I många applikationer är fossila bränslen inte ett alternativ och vätgasens kostnader bör jämföras med andra fossilfria alternativ som batterier och biobränslen. I rapporten anges uppskattningar på vätgasens värde, vilka alltid är gjorda utefter vissa antaganden och tillgänglig publik information.

Fullständig delrapport finns här [Vätgasens potentiella värde som bränsle för framdrift av fordon samt andra industriella processer](#)

AP7 Syrgasens potentiella värde och möjligheter

Detta arbetspaket har innefattat att beskriva möjliga användningsområden för syrgas, dock med störst fokus på möjligheter inom kraftvärme. Ökad syrgashalt kan bidra till ökad effektivitet i förbränningen av avfall och biobränslen. Detta skapar också bättre förutsättningar för koldioxidinfångning då rökgasen innehåller högre koncentration CO₂ och färre kväveföreningar. Dock finns det utmaningar med ökad syrgashalt i förbränningsprocesser då det resulterar i förändrad stökiometri och temperatur, vilket dagens befintliga pannor inte är byggda för. Det är lättare att tillföra syrgas till bäddpannor än rosterpannor på grund av mindre risk för hotspots (lokala områden med alltför hög temperatur).

Det ekonomiska värdet som syrgasen bidrar med beror på ökad förbrännings-effektivitet och extra värmeproduktion (om anläggningens övriga system har kapacitet för ökad last), vilket indirekt sker till följd av minskat behov av bränsletillförsel. Driftstrategi av ett kraftvärmeverk är en parameter som har stor inverkan, som baseras på tillgängligt värmeunderlag och elpriser. HyCoGen har, i ett exempel, kommit fram till ett ekonomiskt värde på syrgasen till 0,48 kr/kg O₂ för en tillförsel av 1500 kg O₂/h till avfallsförbränning i en befintlig rosterpanna på ca 22 MW inklusive rökgaskondensering. Detta skulle öka avfallsbehandlingen med 11% och leda till en extra värmeproduktion på 12%.

Fullständig delrapport finns här [HyCoGen Syrgasens potentiella värde möjligheter](#)

AP8 Potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet

Detta arbetspaket har handlat om att undersöka om och hur en produktionsanläggning för vätgas kan få extra intäkter genom att bidra med frekvensreglering till elnätet. Dessa stödtjänster upphandlas av Svenska kraftnät på den svenska balansmarknaden och har till uppgift att säkerställa att frekvensen i elnätet ligger mellan 49,9 och 50,1 Hz.

Studien har kommit fram till att i princip all utrustning som förbrukar eller producerar el och är kopplade till elnätet kan bidra med stödtjänster. En anläggning som går med full effekt kan tillhandahålla tjänster genom att reglera

ned sin effekt, en anläggning på noll effekt kan reglera upp effekten och en anläggning på dellast kan bidra både genom att reglera ned eller upp sin effekt. Stålltider, effektintervall för drift och möjlig hastighet för upp- och nedreglering av effekten avgör vilken/vilka balanstjänster en specifik utrustning kan leverera i olika drifttillstånd.

Denna studie har fokuserat på vätgassystem och undersökt potentiella möjligheter för elektrolys, bränslecell, vätgasturbin och batteri. Resultat visar att dessa komponenter har potential att leverera FCR-tjänster och FRR. Batterier och PEM-elektrolysörer kan också ha möjlighet att leverera FFR.

Stödtjänsterna FFR och FCR-D är beredskapstjänster där effektkapacitet upphandlas (reserveras). Men det faktiska utnyttjandet, då tjänsten avropas (aktiveras) är nästintill försumbart. Övriga stödtjänster innebär en mer ihållande aktivering och kan leda till betydande påverkan på en anläggnings produktion.

Historisk ersättning från åren 2016-2021 har använts i studien och intäktpotentialen för att konstant leverera 1 MW kapacitet av stödtjänsten FCR-D bedömdes vara mellan 760 kSEK – 2,6 MSEK per år.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder kan utgöra en reell möjlighet till substantiella intäkter för ägare till vätgasanläggningar. Storleken på intäkterna beror på framtida ersättningsnivåer för stödtjänster, anläggningens utformning och andra leveransbetingelser. Dock påverkar varierande last på elektrolysören att degraderingstakten ökar. Degradering innebär att mer eleffekt måste matas in för att få ut samma mängde vätgas. Stackarnas membran behöver därför bytas ut ungefär vart tionde år, vid normal drift.

Fullständig delrapport finns här [Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet](#)

AP9 Övergripande analys och optimering över styrning av systemet

Den ursprungliga versionen av open-source-paketet OptiCE (<https://optice.net/>) för kapacitetsoptimering av förnybara energisystem har uppgraderats för att utföra kapacitets- och leveransoptimering av två vätgasbaserade energisystem. Det första energisystemet består av elektrolysör, kompressor och vätgaslagring med mål att leverera vätgas som ett bränsle för en framtida potentiell vätgasflotta av vätgasdrivna fordon. Elektrolysören tillhandahåller överskottsvärme och syre som kan användas i ett kraftvärmeverk och tjänster till nätet för frekvensstöd. I det andra energisystemet används vätgas som lagras i vätgastanken av en gasturbin eller bränsleceller för att sälja el till nätet baserat på prissignaler (spotpriser).

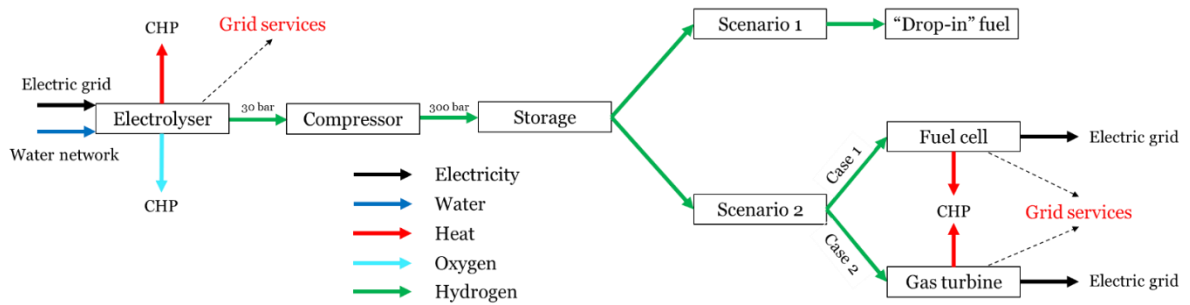
En vetenskaplig artikel har skrivits och genomgått flera granskningar av projektgruppen. Den kommer att skickas in till [Applied Energy](#) under hösten.

Modellen som presenteras i artikeln baseras på kapacitetsoptimering av komponenterna i energisystemet. Den innehåller en beskrivning av den uppgraderade modellen och visar dess tillämpning på de två vätgasbaserade system som nämns ovan.

För att stödja vätgasindustrin, både vad gäller optimal design och drift av vätgasbaserade energisystem, kommer modellen som utvecklats i denna studie att

släppas som öppen källkod på <https://optice.net/download> eller genom GitHub efter det att den vetenskapliga artikeln har publicerats.

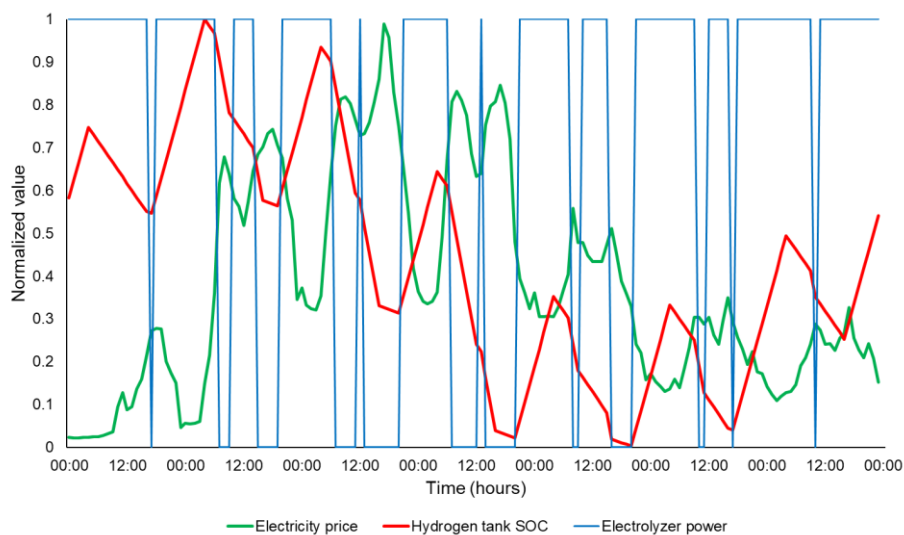
Figur 5 sammanfattar energisystemen som studerats i detta projekt.



Figur 5 Sammanfattning av de scenarier och fall som undersökts i denna studie med energisystemens huvudkomponenter.

Optimeringsalgoritmen som utvecklats i denna studie hittar den optimala kapaciteten för vätgasproduktion med elektrolysör och vätgaslager samt optimerar elektrolysörens produktion av vätgas för varje timme. Optimeringen drivs av tekno-ekonomiska mål som att maximera nettonuvärdet och garantera systemets tillförlitlighet när det gäller att leverera tillräcklig mängd vätgas enligt antagen leveransprofil. Systemets ekonomiska modell baseras på indata som samlats in under projekten vad gäller systemkomponenternas investerings- och driftskostnader, elpris och intäkter som genereras av driften av systemen som försäljning av vätgas, värme och syre samt ersättning för tillhandahållande av stödtjänster till elnätet.

Ett typiskt resultat som genereras av den uppgraderade versionen av OptiCE-modellen är den optimala leveransen av vätgas från energisystemet för att minimera driftskostnaderna, till exempel på veckobasis som visas i Figur 6, samtidigt som man garanterar att leverera den efterfrågade mängden vätgas.



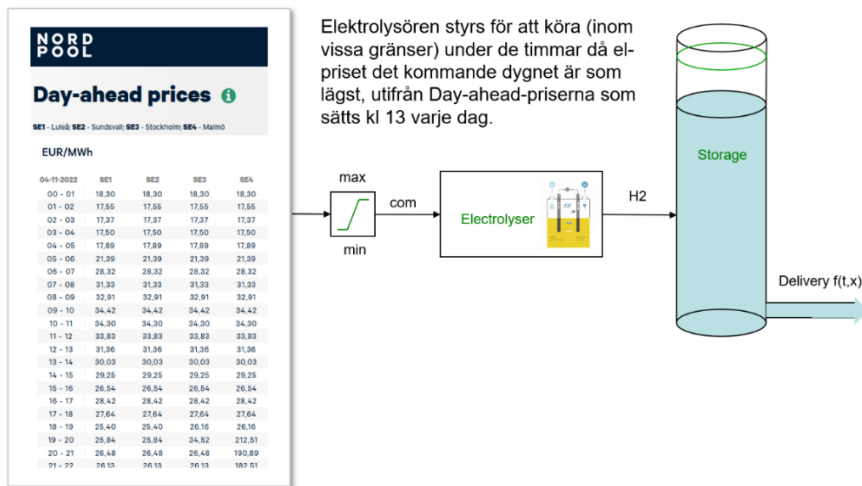
Figur 6. Drift av det optimerade energisystemet den vecka under 2021 som hade den högsta standardavvikelsen i spotpriset för el under året. Diagrammet visar elektrolysörens

effekt, vätgaslagrets fyllnadsgrad och ett normaliserat spotpris för el baserat på det maximala årliga spotpriset. Den degradering av elektrolysören, som start och stopp av anläggningen orsakar, har inte tagits med i analysen.

Inom ramen för projektet initierades också utvecklingen av ett simuleringsverktyg, HycoSim, som skulle styra processen utifrån information om elpriset enbart dagen innan (Day-ahead prices). Programmet är skrivet i Fortran, för maximal exekveringshastighet, där godtyckliga parametervärden kan ändras godtyckligt inom godtyckliga gränser.

HycoSim: Modellen och några första simulerings exempel

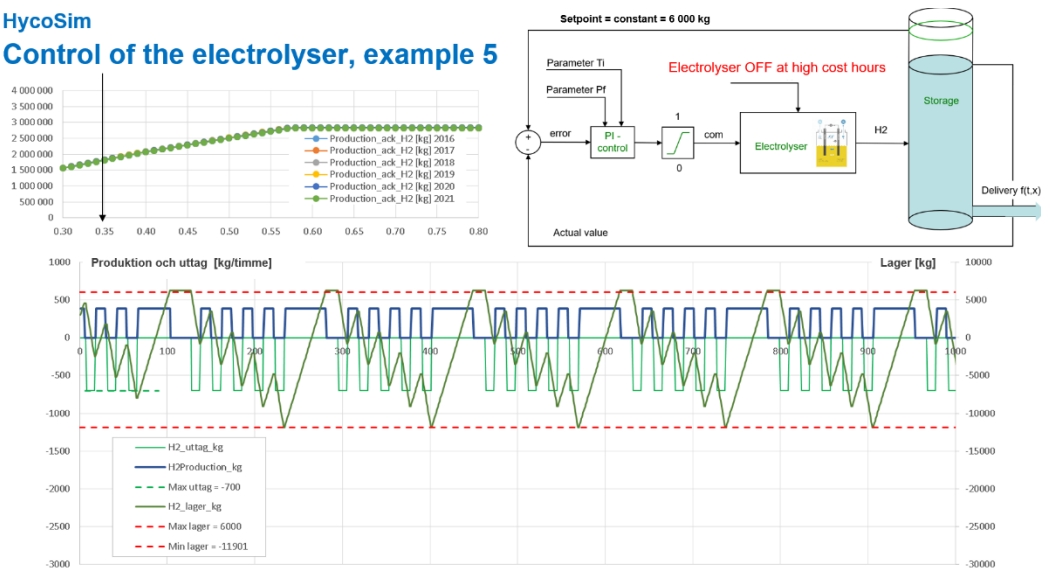
Control of the electrolyser, simple model



Figur 7. Simuleringsverktyget HycoSim styr processen baserat på elpriset dagen innan, där också leveransåtaganden av vätgas och lagrets fyllnadsgrad reglerar elektrolysören.

HycoSim

Control of the electrolyser, example 5



Figur 8. Ett exempel som visar fem veckors drift, med vätgasleveranser på 700 kg per timme under kontorstid, måndag till fredag. Elektrolysören är enbart i drift under timmar med låg effektavgift (nattetid och helg). För att klara det behöver lagrets storlek vara 18 000 kg.

Arbetet med HycoSim var inte inplanerat när projektmedel söktes. Därför fanns inte någon budget för detta arbete och simuleringsverktyget har inte kunnat färdigställas inom ramen för detta projekt. Förhoppningen är att verktyget ska kunna utvecklas vidare i ett fortsättningsprojekt.

AP10 Styrmedel och skatteeffekten för vätgasproduktion med sektorkoppling till fjärrvärme

Denna delstudie har innefattat en kartläggning av skatter och styrmedel som påverkar en vätgasanläggning med sektorkoppling mot fjärrvärme.

Vid produktion av vätgas från vatten, genom elektrolys, åtgår stora mängder el. Därför kommer energibesiktningen att ha stor inverkan på verksamhetens ekonomi. Vilka komponenter i processen som kan användas skattefritt eller med reducerad skattesats är kritiskt. Med dagens lagstiftning kan den samlade skattekostnaden skilja väsentligt beroende på vem som äger vätgasanläggningen.

Skattesatsen för el till kompressorer och annan kringutrustning är olika. I ett exempel, för en anläggning kopplad till Karlstads Energi, uppgår skillnaden till 2,7 miljoner kronor årligen, jämfört med ett vätgasbolag. Detta faller tillbaka på principen om ”huvudsaklig verksamhet”. En sådan ordning riskerar att skapa snedvridning av konkurrensen på marknaden för vätgas och hämma integreringar som ger ökad effektivitet och bättre resursutnyttjande.

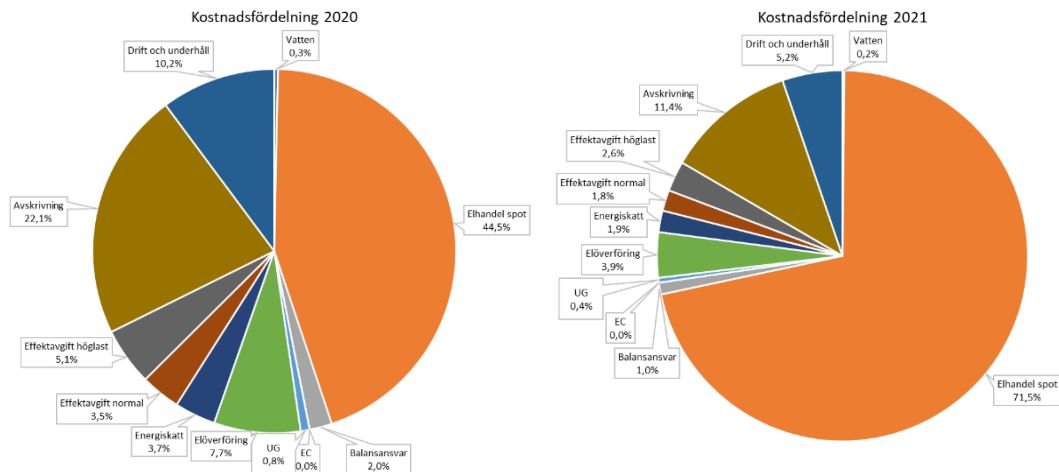
Den huvudsakliga rekommendationen till politiker och myndigheter är att lagstiftningen bör vara rättvis och verka för jämbördiga förutsättningar som inte beror av företagets huvudverksamhet.

Fullständig delrapport finns här [HyCoGen Studie över skatter och styrmedel för vätgasproduktion och med koppling till fjärrvärme](#)

AP11 Kostnads- och affärsmodell

Förutsättningen är att all elektricitet som krävs för att driva produktionen av vätgas via elektrolys köps in externt för spotpris. Denna el är den dominerande kostnaden. Mer specifikt är det elhandelspriset som har störst betydelse, även om andra poster påverkar som effektavgifter, elöverföring, energiskatt med mera. Avskrivning av investerat kapital är den näst största kostnaden. För att hålla nere denna kapitalkostnad behöver elektrolysen vara igång relativt stor del av året. För minimal produktionskostnad för vätgasen visar analyserna att elektrolysen bör köras mellan 70 och 90 procent av årets timmar, beroende på vilket år som antagits. Även drift och underhåll utgör en väsentlig del av kostnaden. Se Figur 9 nedan, som visar exempel på kostnadsfördelning för år 2020, (samma bild som visas i

Figur 3, med högre upplösning på förklarande texter) med lågt spotpris på el (årsmedel 221 kr/MWh), och år 2021, med ett betydligt högre spotpris på el (årsmedel 672 kr/MWh).



Figur 9. Kostnadsfördelning för vätgasproduktion för år 2020 och 2021 i elområde SE3 under ett år, utan kalkylränta. (diagrammet till vänster är samma som i Figur 3).

Analysen med historiska elpriser visar att det är svårt att få lönsamhet i att lagra vätgas för att senare enbart göra el igen. Variationerna i elpris har historiskt sett inte varit tillräckligt stora. Kapitalkostnaden för ett stort vätgaslager och gasturbin eller bränsleceller blir höga när nyttjandegraden blir relativt låg. Eventuella intäkter som beredskapslager eller liknande har inte antagits i denna studie annat än som en möjlighet att studera vidare.

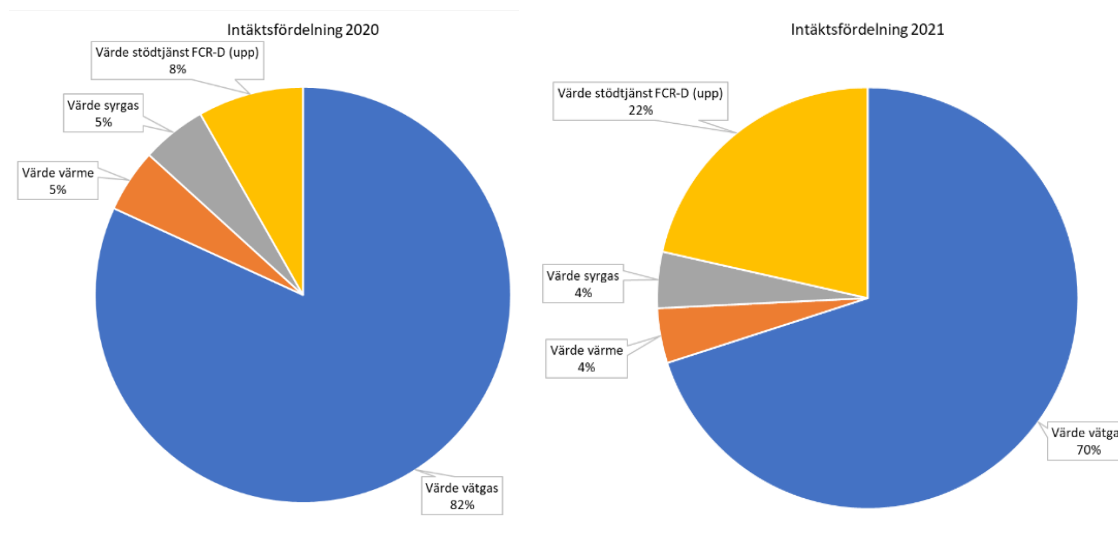
Istället visar analyserna att det kan bli mer lönsamt att sälja vätgas som en råvara till kommande tankstationer eller industrier. Projektet har tidigt antagit ett möjligt försäljningspris från fjärrvärmeanläggningen på 30 kr/kg (idag kostar vätgas ca 90 kr/kg vid de tankstationer som finns uppställda i Sverige). Med det antagandet blir försäljning av vätgas den dominerande intäkten även om affären påverkas starkt av vilket år (elpris) som antas.

Den näst största intäkten kommer från försäljning av stödtjänster, som i huvudsak baseras på FCR-D(upp). Som framgår i AP8 och den tidigare nämnda delrapporten [Vätgassystems potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet](#) bedöms intäktspotentialen för att konstant leverera 1 MW kapacitet av en stödtjänst vara mellan 760 kSEK och 2,6 MSEK årligen, baserat på historiska ersättningar under åren 2016–2021. Då volatiliteten hos ersättningen är hög för alla stödtjänster, både på tim- och årsbasis, kan intäkten förväntas variera mycket. Volatiliteten gör också att det finns stor potential i att anamma en aktiv budstrategi som följer prisutvecklingen.

Restvärmen som genereras tillgodogörs som fjärrvärme i den egna anläggningen. Som framgår av delrapporten i AP4, [HyCoGen Studie hur restvärmen från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme](#), så kan värdet variera stort från timme till timme. Under ett kalenderår låg högsta nivån på ca 1300 SEK/MWh medan värdet under vissa tider var 0 SEK/MWh. Medelvärde för tre olika scenarier landade på mellan 257 – 324 SEK/MWh.

Det produceras också ca 8 kg O₂ per kg H₂ i elektrolysprocessen. Som framgår i AP7 och den tidigare nämnda delrapporten [HyCoGen Syrgasens potentiella värde möjligheter](#) har projektet, i ett exempel, kommit fram till ett ekonomiskt värde på syrgasen till 0,48 kr/kg.

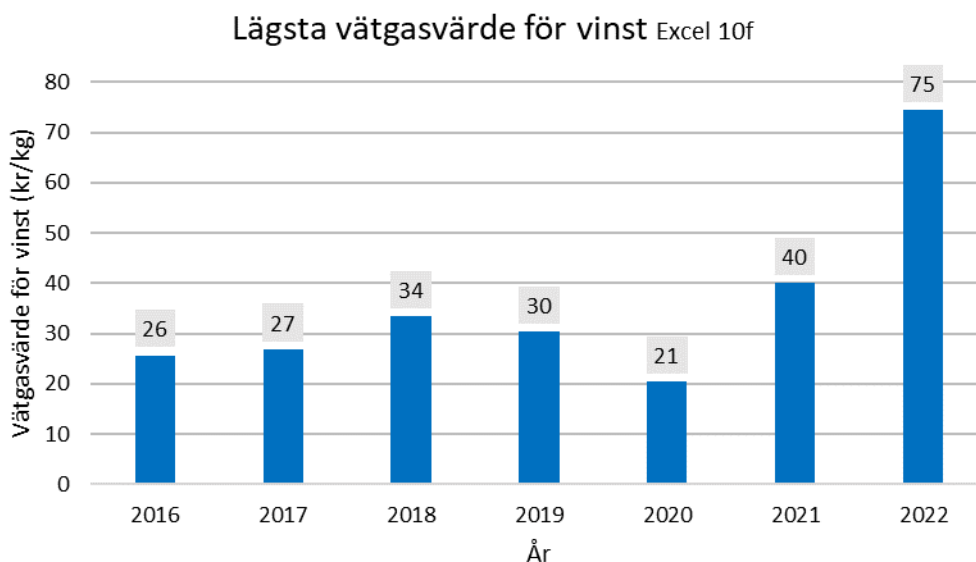
Figur 10 visar sammanställningar av intäkterna från produktionen för år 2020 och 2021, antaget en intäkt på 30 kr/kg för vätgasen. Stödtjänstens värde var betydligt högre under 2021 än 2020 och därmed är även dess andel av den totala intäkten betydligt högre under 2021.



Figur 10. Intäktsfördelning för undersökt system för år 2020 och 2021 i elområde SE3 under ett år, utan kalkylränta.

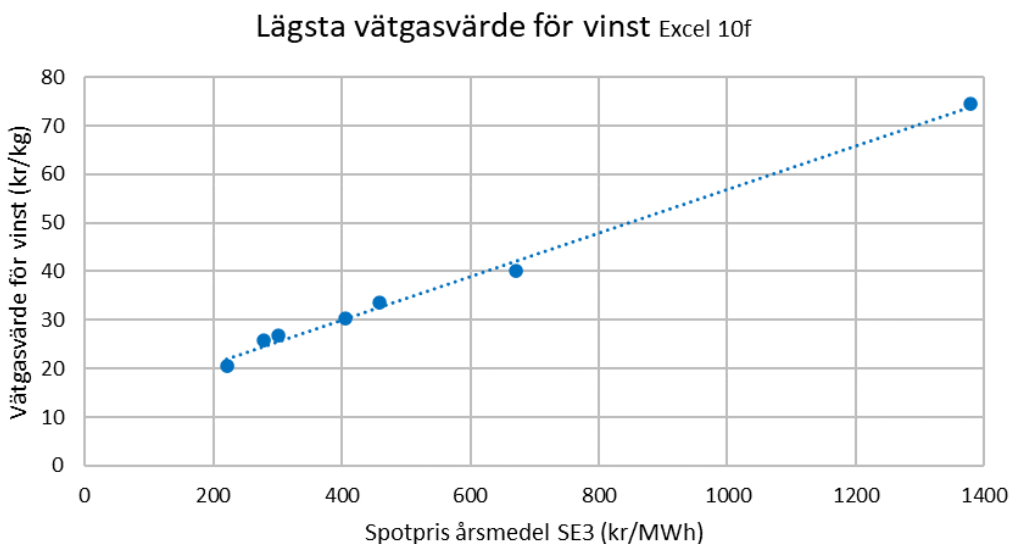
Som tidigare har nämnts så har vätgaspriset en stor inverkan på systems lönsamhet. Inom projektet har det genomförts känslighetsanalyser. I en av dem jämfördes olika års försäljningspriser på vätgas för att investeringen skulle gå plus minus noll, se Figur 11. År med lägre elpriser, som 2020, landar ”break even”, övriga intäkter inräknat, vid ett försäljningspris för vätgasen på 21 kr/kg, medan år med högre elpriser tex 2022 behöver vätgasen säljas för minst 75 kr/kg för att plus

minus noll.



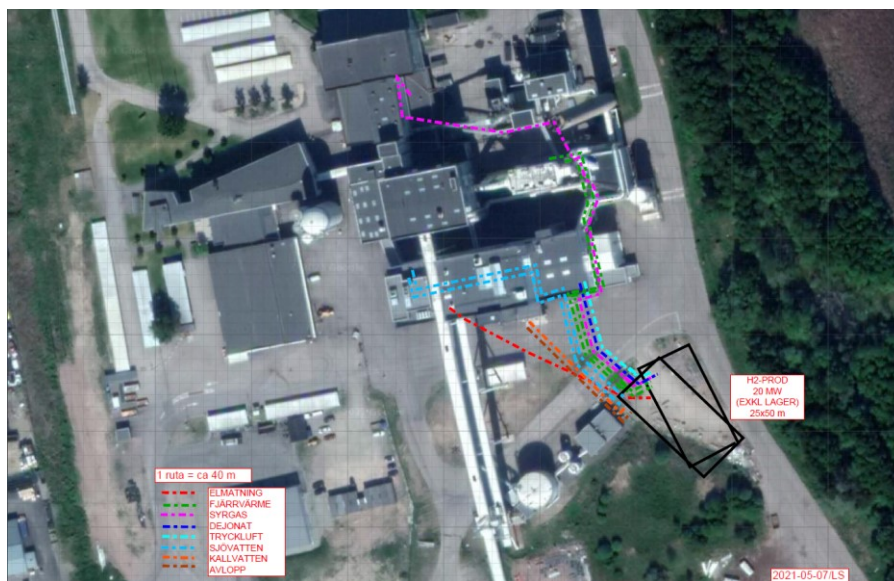
Figur 11. Lägsta värde på vätgas för att systemet ska gå med vinst, för åren 2016-2022 i elområde SE3. Under 2020 var elpriset lågt till följd av Corona-pandemin. Under 2022 var elpriset högt till följd av Rysslands invasion av Ukraina och strypta gasleveranser till Europa.

Det visar att kostnaderna för att producera vätgas varierar stort beroende på elpriset under året i fråga, vilket framgår ännu tydligare i Figur 12. Utifrån Figur 11 analyserades förhållandet mellan vätgaspris för vinst och årsmedelvärde för spotpris i elområde SE3 under åren 2016-2022. Där kan man se ett samband mellan nödvändigt vätgaspris för vinst och spotpriset för el. Det kan vara användbart vid prissättning på vätgasen om man kan förutse eller prognosticera elpriser på ett någorlunda rimligt sätt.



Figur 12. Samband mellan lägsta värde på vätgas för att systemet ska gå med vinst och spotpris på el i elområde SE3 under åren 2016-2022.

Projektet har bara översiktligt studerat olika affärsmodeller. Den uppenbara är ju att ett större fjärrvärmeleverantör med stark balansräkning investerar i hela produktionsanläggningen och integrerar restflöden in i sin anläggning.



Figur 13. Översiktbild av Hedenverket i Karlstad. Den svarta rektangeln illustrerar vätgasanläggningen

Andra modeller inkluderar att olika externa investerare finansierar hela eller delar av anläggningen och tar alla intäkter från vätgasförsäljningen medan fjärrvärmeleverantören får del av restströmmarna.

Ett exempel är Karlstads Energi, som också är en projektpartner, som under de senaste två åren aktivt har arbetat med frågan om fjärrvärmeintegrerad vätgasproduktion. De har ingått ett intentionsavtal med danska Everfuel. Enligt intentionsavtalet ska Karlstads Energi och Everfuel undersöka möjligheterna att bygga en 20 MW-anläggning i anslutning till Hedenverket. Mer information på www.karlstadsenergi.se/nyheter/ett-steg-narmare-vatgasproduktion-i-karlstad/

Projektet har initierat möten med potentiella investerare. Dock är de kommersiella delarna mellan dessa parter inte en del som ingår i detta forskningsprojekt.

AP12 Sammanställning av resultat och slutsatser

Projektet har kontinuerligt dokumenterat resultat och slutsatser, både i delrapporter, under regelbundna veckomöten och seminarier. I [projektets interna Teamskanal](#) finns över 4000 dokument sparade.

Detta arbetspaket är en sammanfattning av hela projektets resultat och slutsatser.

Sveriges fjärrvärmeproducenter har goda möjligheter att bidra i omställningsarbetet mot ett förnybart samhälle genom att tillverka förnybar vätgas under perioder med god tillgång till förnybar elenergi.

Projektet har redovisat i detalj hur restvärmen, som uppstår i elektrolysen, kan tillgodogöras som fjärrvärme och därigenom öka processens verkningsgrad från cirka 66 till 95 %. För varje kilo vätgas som produceras bildas åtta kilo syrgas,

som kan användas i förbränningsanläggningen eller i ett närliggande vattenreningsverk, vilket minskar elanvändningen för de pumpar som idag cirkulerar luft i de biologiska reningsstegen.

Svenska kraftnät har skapat flera olika marknader för systemtjänster. Vätgasproduktion har goda förutsättningar att delta, särskilt med FCR-D. Analyserna visar att intäkterna från dessa tjänster är större än både restvärmen och syrgasen.

Sektorkopplingen mot fjärrvärme skapar ett resurseffektivt energisystem där alla restflöden kan komma till nytta. Vätgaslager kan också bidra till ett mer robust och resilient energisystem, med möjligheter att förse kritiska verksamheter med reservkraft eller för att starta lokala elnät i ö-drift.

För bästa möjliga lönsamhet, utifrån befintliga data om elpriser och vätgasens värde, bör vätgasen säljas vidare som bränsle till tunga transport eller som råvara till industrier.

Baserat på indata och förutsättningar från omvärldsanalyserna visar att kostnaden för att producera vätgas (kr/kg) minimeras när elektrolysen är i drift cirka 80 % av årets timmar. Anläggningen stängs ner enbart vid de allra högsta elpriserna.

Scenariot ”gas-to-power” har inte visat sig lönsamt, baserat på de förutsättningar som använts. Elpriserna har inte varit tillräckligt höga, tillräckligt ofta för att en extra investering i en gasturbin eller bränslecell ska betala sig. Samtidigt kan det vara missvisande att jämföra priser där dagens fossila bränslen ingår eftersom dessa bränslen på sikt inte är något alternativ.

Med tanke på de ambitiösa mål som EU har satt upp, ”[The Commission estimates that around 500 TWh of renewable electricity is needed to meet the 2030 ambition in REPowerEU of producing 10 million tonnes of RFNBOs](#)” så bör sektorkopplingens möjligheter till fjärrvärme vara självklara i kommande investeringar. Produktion av 10 miljoner ton vätgas per år till 2030 innebär att det bildas restvärme motsvarande 230 TWh. Enligt Energiföretagen [tillför Sverige motsvarande ca 55 TWh för vårt lands totala fjärrvärmeproduktion \(avfall och biobränslen\)](#) Det innebär att restvärmen från Europas vätgasproduktion år 2030 uppgår till 4 gånger Sveriges totala fjärrvärmeenergi. Att inte ta tillvara denna resurs utan bara låta restvärmen bidra till jordens uppvärmning skulle vara oansvarigt. Här skapas en enorm potential för att värma framtidens europeiska bostäder.

Diskussion

Tanken var att detta projekt skulle vara en förstudie till en större Pilot- och Demonstrations-anläggning. Även om sektorkopplingen till fjärrvärme ökar intäktsmöjligheterna för vätgasproduktion så har inget av partnerföretagen ännu valt att med helt egna medel gå vidare och bygga en verklig anläggning. Det beror på ett antal osäkra parametrar som påverkar lönsamheten inklusive:

1. Framtida elpriser samt nät- och effektagifter, ursprungsgarantier. Fram till år 2045 förutspås minst en fördubbling av Sveriges elanvändning, då många sektorer och stora industrier ska ställa om sig och elektrifieras. Utbyggnaden av motsvarande produktion är osäker, vilket kan innebära att

- elpriset blir högre i framtiden. Spotpriset för el per timme förväntas dessutom fluktuera mer då andelen vind- och solkraft i Sveriges elmix ökar.
2. Framtida ersättning för vätgas och avsättning för vätgas inom olika sektorer
 3. Klassning för förnybar vätgas, [Renewable hydrogen RED III enligt kommande EU-regelverk](#), är ännu inte fastställd och vilka konsekvenserna blir för svenska aktörer. Det påverkar priset på den elenergi som måste införskaffas.
 4. Värdet för restvärme. Olika anläggningar har olika förutsättningar med temperaturer, pannor och bränslen med olika bränslepriser och kostnader för alternativt bränsle. Ett fjärrvärmenät som värms enbart med pellets är betydligt enklare att beräkna värdet för restvärmen.
 5. Investeringskostnader för elektrolys och lager. Lagerstorleken och elektrolysör beror på behovsprofilen..., elprisprofil, peak load tariffs mm.
 6. Framtida intäkt från systemtjänster. FCR-D (upp) har gett en bra historisk avsättning och den har inneburit ett näst intill försumbart produktionsbortfall, då det endast inneburit en faktisk aktivering på 0,3% av årets timmar. Balansmarknaden är under utveckling genom att alltmer intermittent elkraftproduktion men det råder en osäkerhet kring denna nya marknad och dess framtida ersättningsnivåer.
 7. Fråga om typ av huvudsaklig verksamhet som påverkar beskattningen av el.
 8. Sektorkopplingen och dess flexibilitet och möjligheter medför att hela kalkylen blir komplex.

Osäkerheterna innebär att det initialt krävs någon form av finansiellt stöd framförallt för investeringarna. Längs har i detta fall [Karlstads Energi kommit, med målsättningen är att ha en vätgasanläggning på plats vid Hedenverket till 2025](#), förutsatt att nödvändiga beslut och tillstånd är på plats till dess.

RISE skickade, tillsammans med ett annat stort svenskt energibolag, in en skissansökan till Energimyndighetens utlysning Större pilot- och demonstrationsprojekt den 3 februari 2023 (ärendenummer 2023-200636). Med viss stödfinansiering var planen att bygga en anläggning med full sektorkoppling. Den fick ett positivt svar från Energimyndigheten med uppmaning att gå vidare i steg två, med vissa förtydliganden. Men de ersättningsnivåer som denna utlysning bidrar med är relativt låga. Dessutom är endast de avskrivningskostnader som uppstår under projektets varaktighet stödberättigande. Det innebär att ett investeringsprojekt på 100 får 25 % av avskrivningskostnaderna i stöd. Men med tanke på tillståndsprocesser, markavtal, ledtider för tillverkning av utrustning och annat som behöver komma på plats är risken stor att anläggningen inte är i fullt bruk förrän sista året av projektet. Med en livslängd på 10 år blir ersättningen bara 2,5 och nästan marginell i förhållande till de 100. Det innebär att i princip hela investeringen behöver finansieras med andra medel. Baserat på dessa omständigheter beslutade energibolaget att dra tillbaka ansökan och jobba vidare med annan finansiering.

Fortsatt arbete i nästa steg

Klimatförändringarnas effekter för livet på jorden påverkar alla. Därför behöver mer effektiva energilösningar, utifrån ett systemperspektiv, snabbt implementeras.

Utvecklingen inom vätgasområde går mycket fort. Med EU:s ambitiösa mål och planer finns ingen tid att vänta. Demonstrationsprojekt som validerar resultaten i denna studie behöver komma på plats. Alla de osäkra parametrar som nämndes under avsnittet Diskussion behöver följas vidare.

Arbete med säkerhetsfrågor relaterade till vätgasproduktion och lagring var inte inplanerade när projektmedel för Hycogen söktes. Ändå har projektet tagit fram en förstudie [Riskidentifiering vätgasanläggning](#) angående vätgasens risker, sätt att hantera riskerna, tillståndsprocesser med mera. Men här behöver mer arbete att göras inför att en verklig anläggning ska byggas.

Simuleringsverktyget HycoSim, som började utvecklas parallellt med Opti-CE, utan någon budget, skulle behöva mer tid och resurser för att kunna leverera bättre underlag för hur anläggningen i mer detalj ska styras, utifrån day-ahead-priser samt hur lagerstorlek utifrån denna begränsade kunskap bör dimensioneras.

Ytterligare en fråga som behöver belysas mer är hur elektrolysörens degradering (minskad verkningsgrad över tid) påverkas av ett mer flexibelt körsätt där elpriser och systemtjänster i högre grad styr körsättet. I detta projekt har degraderingen räknats linjärt över antalet driftstimmar, vilket stämmer vid stationär drift.

Publikationslista

Inom ramarna för HyCoGen-projektet har följande rapporter och presentationer publicerats på projektets hemsida www.hycogen.com.

[Studie över elektrolys-teknologier idag och i framtiden](#)

[Vätgasens potentiella värde som bränsle för framdrift av fordon samt andra industriella processer](#)

[Utvärdering av bränslecells-teknologier för koppling till fjärrvärme](#)

[Studie över skatter och styrmedel för vätgasproduktion och med koppling till fjärrvärme](#)

[Utvärdering av gasturbiner som vätgasbaserade elproducenter kopplat till fjärrvärme](#)

[Vätgasens potential och värde för att tillhandahålla systemtjänster till elnätet](#)

[Syrgasens potentiella värde möjligheter](#)

[Presentation av HyCoGen på Energimyndighetens Termodag 2022-10-20](#)

[Studie hur restvärmen från vätgasproduktion kan bidra till fjärrvärme](#)

Ytterligare rapporter med koppling till projektet är följande examensarbeten:

[Analys av storskalig vätgasanläggning för effektbalansering och regional transportsektor: Simulering av ekonomi, storlek och miljö; Runberg, Erik; Karlstads universitet](#)

[A Techno-Economic Case Study of the Implementation of Hydrogen Technology in Connection to a CHP Plant; Haggström Wedding, Kristina and Kander, Amanda; Lunds Tekniska Högskola](#)

[Ekonomisk optimering av en vätgasanläggning med sektorkoppling till ett fjärrvärmesystem; Johan Azrak, KAU](#)

[Komplex systemintegration av vätgasproduktion i Stockholm – en fallstudie av Stockholm Exergi; Fred Birath examensarbete vid Luleå Tekniska Universitet](#)

Referenser, källor

1. Modellering av svensk elförsörjning; Teknisk underlagsrapport; Metodik och Ingångsvärden; Version 3.4; 2020/01/23
www.svensktnaringsliv.se/material/rapporter/modelleringpdf_1144809.html/Modellering.pdf
2. Examensarbete av Pär Östberg "Vätgas som energilager. Om vätgasens potential som energibärare i termiska kraftverk", avdelningen för Kraftverksteknik, Lunds Tekniska Högskola, Maj 2017
<https://docplayer.se/47642981-Vatgas-som-energilager-om-vatgasens-potential-som-energibarare-i-termiska-kraftverk.html>
3. Examensarbete av Helen Mattsson och Jonatan Lindbergs "Vätgasens roll i det regionala Energisystemet – Tekno-ekonomiska förutsättningar för Power-to-Power", Linköpings universitet 2020
www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1531018/FULLTEXT01.pdf
4. Hydrogen Island: A new Danish energy island dedicated to large-scale production of green hydrogen from offshore wind in the North Sea.
<https://hydrogenisland.dk/en>
5. The Netherlands Chooses Site for World's Largest Offshore Wind-to-Hydrogen Project
www.offshorewind.biz/2023/03/20/the-netherlands-chooses-site-for-worlds-largest-offshore-wind-to-hydrogen-project/
6. German Offshore Wind to Hydrogen Project Takes Off
www.offshorewind.biz/2020/08/03/german-offshore-wind-to-hydrogen-project-takes-off/?utm_source=offshorewind&utm_medium=email&utm_campaign=newsletter_2020-08-04
7. IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction

Alcaline electrolyser, including sketch of Hycogen cooling system and partly heat pump (RKG)

