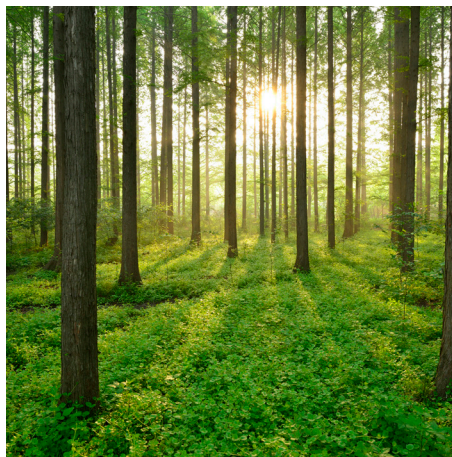


# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – ANALYS UR AKTÖRSPERSPEKTIV

RAPPORT 2024:995



VÄTGASENS ROLL I ENERGI- OCH  
KLIMATOMSTÄLLNINGEN



# Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur aktörsperspektiv

MARIA EDVALL OCH CAMILLE HAMON, RISE

ISBN 978-91-7673-995-2 | © Energiforsk februari 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)

## Förord

**Vätgasen har en stor potential, inte bara som bränsle och råvara i transport- och industrisektorn. Med vätgas kan man också lagra energi och flytta laster i tiden inom elsektorn vilket kommer att behövas i allt större utsträckning när andelen väderberoende kraftslag ökar i energimixen. Eftersom vätgas är sektoröverskridande krävs många nya samarbeten mellan olika aktörer i samhället.**

I framtidens förnybara elsystem kommer effektutmaningar relaterade till överskotts- och underskottssituationer att uppstå. Här kan vätgasen fylla en viktig roll. Eftersom vätgasen konkurrerar med en mängd andra alternativ som har liknande balanserande och flexibla förmågor finns det ett stort behov att ta ett helhetsgrepp om alternativen. Detta har projektgruppen gjort genom att använda energisystemmodellering samt analysera stödtjänstmarknader. Det behövs även kunskap om hur aktörer agerar när det gäller investeringar och driftsbeslut. Därför har man även analyserat aktörsperspektivet.

Projektet omfattar tre arbetspaket som avlämnat separata rapporter: AP1 Analys ur energisystemperspektiv, AP2 Analys av stödtjänstmarknader, samt AP3 Analys ur aktörsperspektiv (denna rapport). De övergripande resultaten och slutsatserna för projektet som helhet presenteras i rapporten "Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport".

Projektet har genomförts av ett gemensamt team bestående av Martin Hagberg (projektledare), Julia Renström, Thomas Unger från Profu; Maria Edvall och Camille Hamon från Rise; samt Frank Krönert, Rebecca Roupe, Gustaf Rundqvist Yeomans och Erik Östling från Sweco.

Ett tack till referensgruppen som har bestått av representanter från Energiföretagen Sverige, Energigas Sverige, Fu-Gen Energi, Hitachi Energy, Jönköping Energi, Sundsvall Elnät, Kraftringen, Mälarenergi, Siemens Energy, Svea Vind Offshore, Svensk Vindenergi, Svenska Kraftnät och Varberg Energi.

Studien har genomförts inom Energiforsks program *Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen* och har finansierats via Energiforsk av närmare 40 företag och organisationer. Programmets mål är att underlätta integreringen av vätgas och att öka kunskapen om vätgasteknik, marknadsmässiga förutsättningar och potentialen för olika tillämpningar ur ett systemperspektiv. Det syftar också till att stödja affärsutveckling och tillväxt inom vätgasområdet samt att samla den pågående vätgasforskningen i olika delar av landet under samma paraply.

*Sara Hugestam*

Energiforsk, februari 2024

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattarna som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

**Denna rapport utgör resultatet av arbetspaket 3, Aktörsanalys, i projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem". Mål och syfte med hela projektet är "att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet".**

Denna rapport fokuserar på aktören som tar investeringen i vätgasanläggningen och undersöker ekonomiska förutsättningar för investeringar i vätgasflexibilitet från ett aktörsperspektiv och faktorer som påverkar denna. Rapporten fokuserar på att kvantifiera värdet av att kunna schemalägga en vätgasanläggning flexibelt efter ett förväntat elpris och tar inte hänsyn till andra möjligheter så som att delta på lokala flexibilitetsmarknader eller Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader.

De kvantitativa analyserna bygger på en schemalägningsmodell som optimerar vätgasproduktion gentemot de timvisa elpriserna för att minimera elkostnaderna. Dessa beräkningar kördes på ett brett spektrum av elprisscenarier, nivåer för vätgasefterfrågan, lagerstorlekar, överkapacitetsnivåer i elektrolysörer samt typer av elektrolysörer. Återbetalningstider räknades fram från investeringskostnader och elkostnadsbesparingar för dessa beräkningsfall.

Slutsatserna från dessa analyser visar på att återbetalningstiden för flexibilitetsinvesteringar starkt korrelerar med prisskillnader i de simulerade elprisscenarierna. Elprisscenarier med lägre prisvariationer leder till längre återbetalningstider.

Analyserna belyser att flexibilitetsdimensionering måste göras utifrån vätgasanläggningarnas specifika förutsättningarna såsom geografisk placering (olika priser i olika elområden) samt lagerstorlek och nominell kapacitet på elektrolysören som först och främst anpassas till anläggningsägarens behov. Analyserna visar även att det finns en stor osäkerhet kring återbetalningstid som härstammar från osäkerheten för hur framtida elpriser kommer att se ut.

De simuleringar som är genomförda i detta arbetspaket med LRC-lager som lagringsmetod visar att återbetalningstiden för investeringen är relativt kort, detta i relation till industrins horisont samt livslängden på investeringen. För systemet med LRC-lager är det för alla elprisscenarios som tagits fram i AP1 mest lönsamt att investera i ett femdygnslager och den optimala överkapaciteten på elektrolysören för alla scenarios är 25 %. Detta beror på att i- och urladdningskapaciteterna med LRC-lager är begränsande faktorer. Eftersom den mest lönsamma utformning på vätgasanläggningen alltid är detsamma oavsett elprisscenario och återbetalningstiden för alla elprisscenarier som är framtagna i AP1 är relativt kort är risken för denna investering lägre än för investeringen med tank-lager.

Ett LRC-lager kräver ett relativt stort vätgasbehov, vilket inte alltid är fallet för de aktörer som behöver vätgas. För att få ett tillräckligt stort aggregerat vätgasbehov som motiverar ett LRC-lager och även erhålla bättre möjligheter för att de geologiska förutsättningarna skall finnas för att kunna etablera ett LRC-lager bör

detta kombineras med en infrastruktur för att kunna transportera vätgasen och på det sättet knyta ihop flera aktörers vätgasbehov men även aktörer som producerar vätgas och på det sättet erhålla skalfördelar. I det fall en enskild aktör har ett så stort vätgasbehov att ett LRC-lager är motiverat är det de geologiska förutsättningarna som sätter begränsningarna för att om det skall vara möjligt att realisera.

Andra aktörers möjlighet och vilja att investera i vätgasflexibilitet behöver utvärderas efter deras specifika förutsättning och beakta deras krav på lönsamhet, återbetalningstid, risknivå, etc. Investeringen kan komma att påverka andra delar i aktörens portfölj och även ge skalfördelar för andra vätgasprojekt som aktören har och dessa bör också värderas i investeringskalkylen.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar kantas av många osäkerhetsfaktorer som påverkar den faktiska lönsamheten. Flexibilitetsinvesteringar som kan verka lönsamma på elsystemnivå kan visa sig inte vara det för de aktörer som ska göra dem. Därmed finns det en risk att de flexibilitetsinvesteringar som identifieras som optimala på systemnivå inte realiseras. Det är därför av yttersta vikt att analyser på systemnivå kompletteras med aktörsspecifika lönsamhetsanalyser för att utforma ändamålsenliga incitament som främjar den flexibilitet som behövs för att nå de uppsatta klimatmålen på ett kostnadseffektivt sätt.

## Nyckelord

Vätgas, aktörsanalys, flexibilitet, elpris, elektrolys, lage

## Summary

**This report is the result of work package 3, Stakeholder analysis, in the project "Hydrogen for a balanced electricity system". The aim and purpose of the entire project is "to evaluate how hydrogen can affect the electricity system and, in competition with other alternatives, contribute with flexibility".**

This report focuses on the actor who takes the investment in the hydrogen plant and examines the economic conditions for investments in hydrogen flexibility from an actor's perspective and factors that influence this. The report focuses on quantifying the value of being able to schedule a hydrogen plant according to an expected electricity price and does not consider other possibilities such as participating in local flexibility markets or Svenska kraftnät's ancillary service markets.

The quantitative analyses are based on a scheduling model that optimizes hydrogen production against hourly electricity prices to minimize electricity costs. These calculations were run on a wide range of electricity price scenarios, hydrogen demand levels, storage sizes, electrolyser overcapacity levels, and electrolyser types. Payback times were calculated from investment costs and electricity cost savings for these calculation cases.

The conclusions from these analyses show that the payback period for flexibility investments strongly correlates with price differences in the simulated electricity price scenarios. Electricity price scenarios with lower price variations lead to longer payback times.

The analyses highlight that the dimensioning of flexibility must be done based on the specific conditions of the hydrogen plants, such as geographical location (different prices in different electricity areas) as well as storage size and nominal capacity of the electrolyser, which is first and foremost adapted to the need of the plant owner. The analyses also show that there is a great deal of uncertainty about the payback time, which stems from the uncertainty of what future electricity prices will look like.

The simulations carried out in this work package with LRC storage as storage method show that the payback time for the investment is relatively short, this in relation to the industry's horizon and the lifetime of the investment. For the system with LRC storage, for all electricity price scenarios developed in AP1, it is most profitable to invest in a five-day storage and the optimal excess capacity of the electrolyser for all scenarios is 25%. This is due to that the input and discharge capacities with LRC storage are limiting factors. Since the most profitable design of the hydrogen plant is always the same regardless of the electricity price scenario and the payback time for all electricity price scenarios developed in AP1 is relatively short, the risk for this investment is lower than for the investment with tank storage.

An LRC storage requires a relatively large hydrogen need, which is not always the case for the actors who need hydrogen. In order to obtain a sufficiently large aggregate hydrogen demand that justifies an LRC storage and also obtain better opportunities for the geological conditions needed to establish an LRC storage, this should be combined with an infrastructure to be able to transport the hydrogen and in that way combine the hydrogen needs of several actors but also actors who produce hydrogen and in that way obtain economies of scale. In the case an individual actor has such a large hydrogen need that an LRC storage is justified, it is the geological conditions that set the limitations to whether it should be possible to realize.

The possibility and willingness of other actors to invest in hydrogen flexibility needs to be evaluated according to their specific conditions and take into account their requirements for profitability, payback time, risk level, etc. The investment may affect other parts of the actor's portfolio and also provide economies of scale for other hydrogen projects that the actor has, and these should also be valued in the investment calculation.

In summary, it can be stated that flexibility investments in hydrogen plants are surrounded by many uncertainty factors that affect the actual profitability. Investments in flexibility that may seem profitable for the power system may not be so for the actors who have to make the investment. There is thus a risk that the flexibility investments identified as optimal at the system level will not be realized. It is therefore of the utmost importance that system-level analyses are complemented with actor-specific profitability analysis in order to design appropriate incentives that promote the flexibility needed to reach the set climate goals in a cost-effective manner.

## Keywords

Hydrogen, stakeholder analysis, flexibility, electricity price, electrolysis, storage

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>9</b>
1.1	Bakgrund	9
1.2	Syfte	10
<b>2</b>	<b>Vätgasflexibilitet och investeringskalkyl</b>	<b>11</b>
2.1	Vätgasbehov och vätgasaktören	11
2.2	Kostnader och intäkter för flexibilitet	11
<b>3</b>	<b>Modellering och simulering</b>	<b>13</b>
3.1	Modellbeskrivning	16
3.2	Fallstudier	17
3.3	Avgränsningar	20
3.4	Simulerade elprisscenarier	20
<b>4</b>	<b>Resultat</b>	<b>24</b>
4.1	Återbetalningstider för det lilla systemet	24
4.2	Återbetalningstider för det stora systemet	27
4.3	Elprisskillnaders påverkan på återbetalningstid	31
<b>5</b>	<b>Aktörsanalys</b>	<b>33</b>
5.1	Industriaktören	33
5.2	Aktör med en portfölj som påverkas	35
5.3	Vinstdrivande aktör	35
5.4	Andra konkurrerande marknader	35
<b>6</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>37</b>
<b>7</b>	<b>Referenslista</b>	<b>39</b>



# 1 Inledning

Denna rapport utgör resultatet av arbetspaket 3, Aktörsanalys, i projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem". Mål och syfte med hela projektet är "att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet".

Denna rapport fokuserar på aktören som tar investeringen i vätgasanläggningen och undersöker ekonomiska förutsättningar för investeringar i vätgasflexibilitet från ett aktörsperspektiv och faktorer som påverkar denna. Rapporten fokuserar på att kvantifiera värdet av att kunna schemalägga en vätgasanläggning flexibelt efter ett förväntat elpris och tar inte hänsyn till andra möjligheter så som att delta på lokala flexibilitetsmarknader eller Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader.

Rapporten går att läsa fristående men rapporten<sup>1</sup> inom AP1 är nyttig att ta del av innan för att få bakgrundsinformation samt rapporten<sup>2</sup> inom AP2 för ytterligare analys av flexibilitetsmöjligheter.

Denna rapport är disponerad enligt följande:

Kapitel 1 ger en inledning till varför projektet genomförs inklusive bakgrund.

Kapitel 2 ger en inflygning till vätgasbehov och vätgasaktörer samt de möjliga intäkter och kostnader som är kopplade till en flexibel vätgasanläggningen.

Kapitel 3 presenterar en modell som kan användas för att skatta mervärdet av flexibilitet i en vätgasanläggning samt de parametrar som använts och de simuleringar som genomförts.

Kapitel 4 beskriver det resultat som kommer fram under simuleringsarbetet.

Kapitel 5 innehåller en analys av hur resultaten från kapitel 4 kan tillämpas på olika typer av aktörer, samt av andra faktorer som bör beaktas i investeringskalkyler.

Kapitel 6 innehåller projektets slutsatser.

## 1.1 BAKGRUND

Många industrier har en platt och planerbar effektprofil, vilket är bra för det traditionella elnätet med avseende på nyttjandegraden av elnätet. Det tillkommande elbehovet för att producera vätgas genom elektrolys har också en platt och planerbar effektprofil under förutsättning att efterfrågan på vätgas är konstant.

I dagens system med en ökande andel distribuerad väderberoende elproduktion, ökande andel elbilsaddning som dessutom sker med ett ojämnt effektuttag,

<sup>1</sup> Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk.

<sup>2</sup> Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., Krönert, F., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader. Energiforsk.

kapacitetsbrist i elnätet samt att effektprofilen för övrig last inte är platt så ökar flexibilitetsbehovet hos nätägaren. En vätgasanläggning med lager och viss överkapacitet för elektrolysören ger möjlighet till flexibilitet för elsystemet genom att producera vätgas och därmed använda el från elnätet på ett sätt så att det matchar elsystemets behov och förutsättningar eller andra incitament för att vara flexibel. Vid överproduktion av vätgas matas vätgas in i ett vätgaslager för att sedan nyttjas vid tillfällena med underproduktion av vätgas.

För många industriaktörer är vätgasbehovet konstant och det krävs att installationen görs med flexibilitet i åtanke så att storlek på vätgaslager och överkapaciteten på elektrolysören väljs med omtanke. Flexibiliteten innebär att industrins elkonsumention går från att vara konstant och, ur nätägarens perspektiv, förutsägbar till att kunna vara betydligt mer variabel.

Det är inte självklart att det som är det mest optimala för elnätet på systemnivå är det mest lönsamma för industrin. Det är endast med vätgasen satt i sitt sammanhang som dess konkurrenskraft för elsystemflexibilitet kan utvärderas. Det finns en mängd andra alternativ som också har förmåga att bidra till balansering och flexibilitet till elnätet och det är dessa som vätgastillämpningarna konkurrerar med. Dessutom konkurrerar de extra investeringarna i vätgasanläggningen som krävs för att kunna bidra med flexibilitet med andra investeringar som anläggningsägaren kan ta. Utöver detta finns det olika marknader för flexibilitet som konkurrerar med varandra om flexibla resurser i elnätet.

## 1.2 SYFTE

För att kunna förstå hur eller i vilken utsträckning som den tekno-ekonomiska potentialen kan realiseras behövs kunskap kring hur lönsamheten i flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar ser ut ur ett aktörs- eller investerarperspektiv. Därför undersöks i denna rapport incitament och risker som anläggningsägaren behöver förhålla sig till kring investeringar i flexibilitet samt återbetalningstiden för investeringar i vätgasflexibilitet under olika förutsättningar. Detta har gjorts med utgångspunkt i scenarier framtagna inom arbetspaket 1 samt scenarier framtagna av Svenska kraftnät för framtida elpriser.

## 2 Vätgasflexibilitet och investeringskalkyl

### 2.1 VÄTGASBEHOV OCH VÄTGASAKTÖREN

De aktörer i Sverige som behöver stora mängder med vätgas, både idag men även framåt, har ett konstant behov av vätgas. Majoriteten av de industrier som använder vätgas idag har egen dedikerad produktion av vätgas från naturgas, erhåller den som en restprodukt eller köper in via pipelines från närliggande industri som i sin tur erhåller vätgas som en restprodukt. I de flesta fall finns det inga vätgaslager att nyttja förutom de små mängder som lagras för att klara en uppstart av en industri. Det är möjligt att viss mängd vätgas kan lagras i ett internt pipelinesystem men det är i sådant fall en mindre mängd och inget som kan nyttjas för storskalig lagring eller för att kunna bidra med flexibilitet till elsystemet.

Det är detta konstanta vätgasbehov inom industrin som denna rapport utgår ifrån. Det finns andra aktörer med vätgasbehov så som exempelvis ägare till vätgastankstationer. För dessa aktörer är redan ett lager inkluderat i anläggningen för att vätgas skall vara tillgängligt när fordon önskar tanka och det finns inget konstant behov av vätgas varför det är enklare att anpassa anläggningen så att den kan köras flexibelt.

Det finns flera möjliga aktörer som kan investera i en vätgasanläggning för att tillgodose detta behov. Det kan vara industrin som har behovet, en aktör med en portfölj som påverkas av att investeringar i flexibilitet tas, exempelvis en aktör som investerar i väderberoende elproduktion, men det kan även vara en vinstdrivande aktör som gör det med olika krav på lönsamhet.

### 2.2 KOSTNADER OCH INTÄKTER FÖR FLEXIBILITET

Det är viktigt att kvantifiera de möjliga intäkter, eller möjliga minskade kostnader, som kan erhållas samt att beakta de extra kostnader som uppstår för en anläggningsägare, om denna ska investera i lager och överkapacitet som möjliggör flexibel drift av en elektrolysör.

Denna rapport fokuserar på att kvantifiera den möjliga vinsten av att kunna schemalägga en vätgasanläggning flexibelt efter ett förväntat elpris. Dessa intäkter är förankrade med stora osäkerheter och är svåra att göra en god uppskattning av. De är beroende av andra aktörers agerande på marknaden och framtida elpriser. Detta kommer att behandlas vidare i denna rapport.

I de fall kostnaden för går att erhålla via en kostnadsuppskattning från en leverantör eller en (budget)offert anses kostnader kunna beaktas som kända.

Kostnad för vätgaslager samt en högre kapacitet på elektrolysören är kostnader som är lätta att kvantifiera under förutsättningen att storlek på lager och överkapacitet är bestämt. Dessa kostnader kan därmed beaktas som kända och förankrade med låg risk. Ett undantag är kostnader för lagertyper som betraktas vara betydelsefulla för vätgaslagring i framtiden men som inte används för just vätgas idag samt där de geologiska förutsättningarna påverkar kostnaden. I dessa typer ingår LRC-lager (Lined rock cavern) som ingår i fallstudierna i avsnitt 3.2.

För dessa är det möjligt att endast kostnadsuppskattningar med viss osäkerhet kan erhållas och då blir dessa kostnader förankrade med en viss risk.

Kostnader som uppstår på grund av extra slitage på anläggningen för att den körs flexibelt är osäker. Enligt tidigare kontakter med tillverkare av elektrolysörer så leder inte flexibel körning till ett ökat slitage om produktionsnivån hålls inom 50-100 % av märkeffekten. Vid lägre produktionsnivåer är slitaget högre och dessutom erhålls ett ökat slitage vid start och stopp av anläggningen speciellt om det behöver göras snabbt<sup>3</sup>. Dessa kostnader kan beaktas som okända och förankrade med hög risk men samtidigt utgör de sannolikt en mindre del av de totala kostnaderna.

För att det skall vara möjligt med flexibel drift av en elektrolysör behöver det vara möjligt att ta ut en högre effekt under vissa tidpunkter för att kompensera för att uttaget är mindre vid andra tidpunkter. Det innebär att det maximala effektuttaget från elnätet för industrin kommer att överstiga vad industrin annars hade haft. Det är därför viktigt att beakta industrins effektabonnemang och vilken effekt elnätet klarar av att leverera till industrin. Normalt sett abonnerar en kund på en viss effekt som de även har betalat en anslutningsavgift för. Detta kan skilja sig något åt beroende på elnätsbolag. Det är kostsamt att abonnera på en högre effekt än vad som utnyttjas så ofta sätts gränsen relativt snävt mot vad som maximalt konsumeras. Industrier har en relativt platt effektprofil med undantag för planerade underhållsstopp, vilket leder till att effektabonnemanget oftast nyttjas fullt ut. I det fall industrin skulle agera flexibelt och då behöver ett högre uttag av el vissa tidpunkter, för att kompensera för en underproduktion av vätgas vissa andra timmar, kommer industrin att behöva betala för ett högre effektabonnemang och eventuellt även betala en högre anslutningsavgift för att kunna ta ut mer effekt från nätet än om de inte hade valt att kunna agera flexibelt. Dessa kostnader kan beaktas som kända och förankrade med låg risk.

Det kan även finnas andra värden med att investera i flexibilitet som bör beaktas i investeringskalkylen, så som att upprättande av vätgasanläggningen endast är möjlig om den är flexibel och kan styras efter kapacitetsbegränsningar i elnätet.

Det är även viktigt att beakta att om en investering i flexibilitet väljs bort så medför det en risk i sig eftersom aktörens exponering mot framtida elpriser då blir högre.

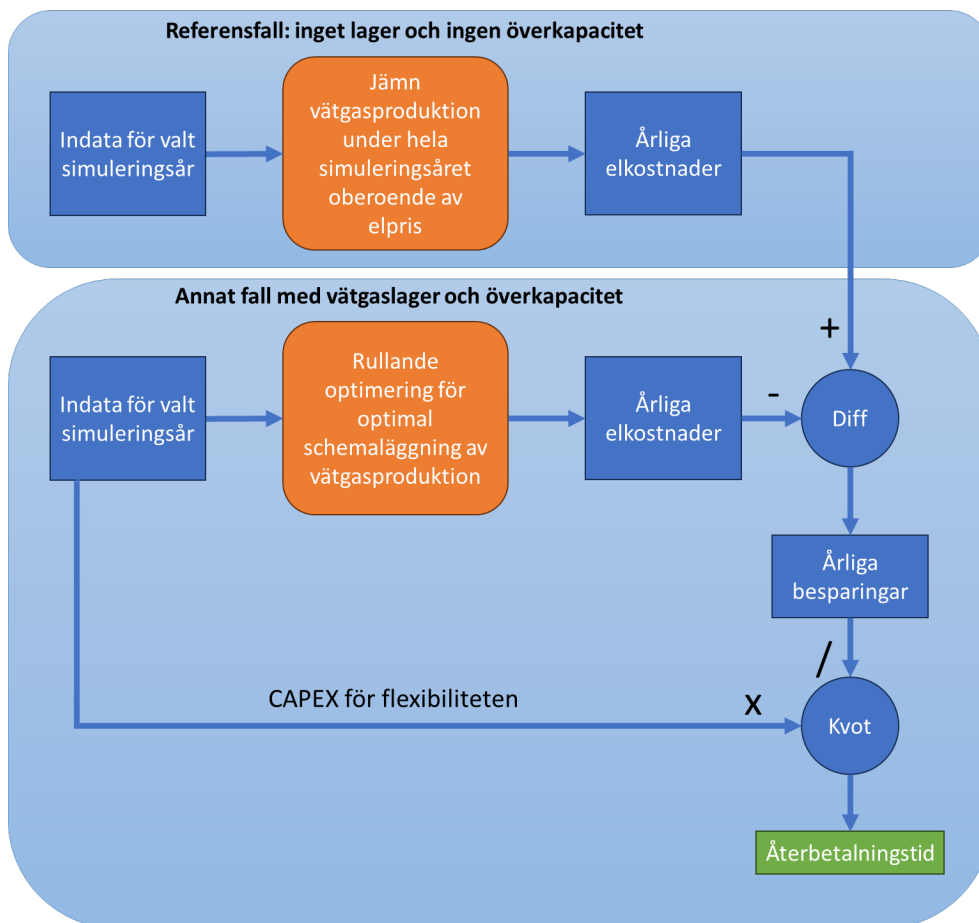
Nästa kapitel presenterar en modell som utvecklades inom detta projekt för att kvantifiera den möjliga vinsten av att kunna schemalägga en vätgasanläggning flexibelt efter ett förväntat elpris.

<sup>3</sup> Edvall Maria, Eriksson Lina, Rosén Sofia, "Flexibel vätgasproduktion," RISE Research Institutes of Sweden, Göteborg, 2022. ISBN: 978-91-89711-21-1

### 3 Modellering och simulering

I detta kapitel presenteras en modell som kan användas för att skatta mervärdet av flexibilitet i en vätgasanläggning i form av möjligheten att optimera elförbrukningen av en elektrolysör gentemot elpris. Flexibilitet i denna studie är förmågan att kunna styra vätgasproduktionen och därmed elförbrukningen på timbasis. Detta är möjligt vid investeringar i vätgaslager och överkapacitet för elektrolysörer. Om en vätgasanläggning saknar antingen överkapacitet (gentemot vätgasefterfrågan) eller vätgaslager har den inte heller någon flexibilitet. Denna flexibilitet möjliggör för systemet att producera mer vätgas än vätgasbehovet vid låga elpriser och lagra överskottet i lagret. Överskottet kan sedan användas vid höga elpriser för att undvika att producera vätgas när elkostnaderna är höga.

En modell har utvecklats inom detta projekt för att kunna räkna fram värdet av dessa investeringar i flexibilitet. Värdet skattas genom att först beräkna årliga elkostnadsbesparingar i fallet med flexibilitet jämfört med ett referensfall utan flexibilitet. Detta görs med hjälp av en rullande veckooptimering för optimal schemaläggning av vätgasproduktion. Sedan beräknas återbetalningstiden (uttryckt i antal år) av flexibilitetsinvesteringarna genom att dividera CAPEX för investeringarna med dessa årliga besparingar (rak återbetalning). Denna beräkningskedja illustreras i Figur 1.



Figur 1: Översikt över beräkningskedjan.

Denna modell skiljer sig från energisystemmodelleringen i arbetspaket 1 i flera avseenden. Modellen i AP1 är en investerings- och schemaläggningsoptimering på systemnivå. Investeringar görs i elproduktion, samt i flexibilitet både för vätgasanläggningar men även i andra former av flexibilitet. Fem olika scenarier har utvecklats och modellen körts på dessa för att identifiera de mest optimala investeringsalternativen<sup>4</sup>.

Modellen i AP1<sup>5</sup> grundar investeringsbesluten på om investeringen är lönsam utifrån ett systemperspektiv genom att leta efter investeringar som minimerar de totala systemkostnaderna. Systemkostnaderna utgörs i detta fall av både investerings- och driftkostnader, dvs kostnader för ny elproduktion och flexibilitet i hela det simulerade systemet. I AP1 är detta system en geografisk region som omfattar Norden samt norra delar av kontinentala Europa. Denna region är uppdelad i flera områden (såsom de svenska elområdena) där investeringar kan ske. Förutom investeringarna beräknas även elpriset för de definierade scenarierna, som i detta fall är för år 2035<sup>4</sup>. Det framräknade elpriset har i den studie inom AP3 som rapporteras i denna rapport nyttjats som indata för att

<sup>4</sup> Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk.

<sup>5</sup> I AP1 används två olika typer av energisystemmodeller som mjuklänkas (resultat från den ena modellen utgör indata till den andra). I denna beskrivning avser "modellen i AP1" den sammantagna länkade modellen. För mer detaljer hänvisas till AP1-rapport (Renström et al., 2024).

undersöka om det är lönsamt att investera i ytterligare flexibilitetslösningar, mer specifikt ett vätgaslager och överkapacitet för elektrolysören, för en enskild aktör. Ett system i AP3 och denna rapport syftar på ett enskilt vätgasanläggningsystem med elektrolysör och vätgaslager.

Utöver skillnaden i vad ett "system" är i båda AP så tillkommer att själva modellerna är annorlunda. I AP1 används en tvåstegsoptimering där först investeringar i elproduktion och flexibilitet optimeras i olika regioner av systemet. I ett andra steg schemaläggs elproduktion, elförbrukning och aggregerad vätgasproduktion med utgångspunkt i att de investeringar som identifierades i steg 1 realiserar. Dessutom finns (beroende på hur modellen körs) möjligheten för modellen i steg 2 att göra ytterligare investeringar. Schemaläggningen sker sedan med tretimmarsupplösning och beaktar ett helt år på en gång. Den modell som utvecklats inom AP3 och som presenteras i detta kapitel schemalägger ett system bestående av en enda vätgasanläggning på timbasis en vecka i taget. Två väsentliga skillnader mellan de två modellerna är därför att modellen i AP1 schemalägger en aggregerad vätgasproduktion och aggregerat vätgaslager i en större region för ett helt år medan modellen i AP3 schemalägger en enskild vätgasproduktionsanläggning en vecka i taget.

Skillnaderna mellan de två modellerna sammanfattas i Tabell 1.

Tabell 1: Skillnader mellan schemaläggningsmodellerna i AP1 och AP3

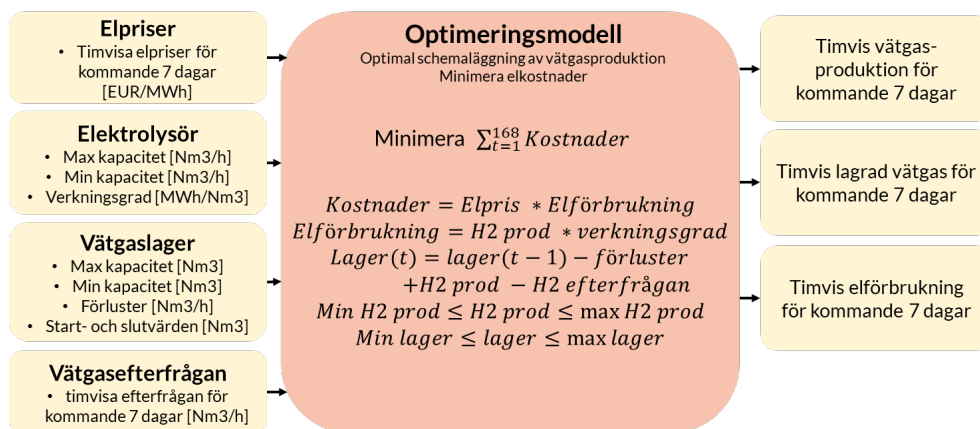
Modell	Betydelse av "system"	Omfattning av vätgas-anläggningar	Schema-lägnings-horisont	Tids-upplösning i schema-läggningen
AP1	Ett helt geografiskt område bestående av flera regioner med elproduktion, elförbrukning, samt vätgasproduktionsanläggningar (aggregerade på regionsnivå)	Vätgasproduktion, -lagring och -efterfrågan på regionnivå	Ett helt år i taget	Tre timmar
AP3	En enskild vätgasproduktionsanläggning bestående av en elektrolysör och ett vätgaslager	En enskild vätgasproduktionsanläggning bestående av en elektrolysör och ett vätgaslager	En vecka i taget, rullande för att simulera ett helt år	En timme

Utöver elprisscenerierna från modellkörningarna i AP1 har även Svenska kraftnäts långsiktiga scenarier för framtida elpriser tagits med som indata i syfte att bredda analysen<sup>6</sup>.

Kapitel 3.1 beskriver hur schemalägningsmodellen i AP3 är byggd. Kapitel 3.2 beskriver de fallstudier som modellen tillämpas på. Kapitel 0 sammanfattar de avgränsningar som har gjorts i modellen. Kapitel 3.4 ger en översikt över de använda elprisscenerierna.

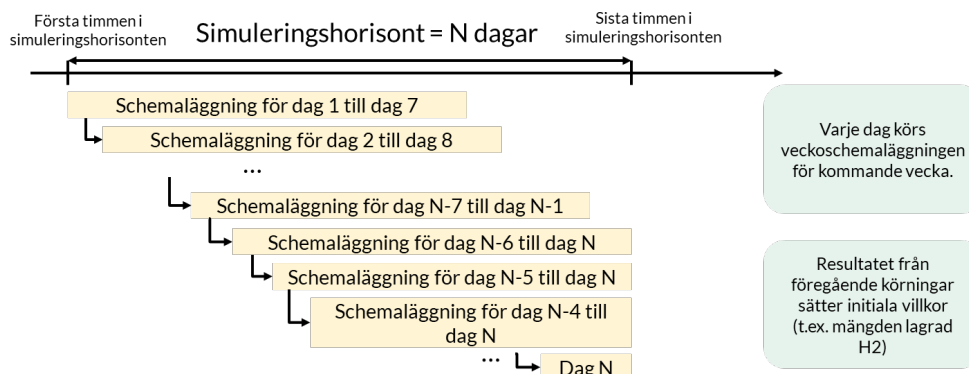
### 3.1 MODELLBESKRIVNING

Modellen presenteras i Figur 2 med dess indata till vänster, formulering i mitten och utdata till höger.



Figur 2: Översikt över modellen. Indata till vänster, modellformulering i mitten och utdata till höger.

Modellen schemalägger vätgasproduktionen för alla timmar i ett tidsfönster på en vecka på så sätt att elkostnaderna minimeras. Detta tidsfönster valdes med hänsyn till både lagerstorlekarna i de fallstudier som presenteras i kapitel 3.2 och prognostisering av elpriserna (som antas kunna prognostiseras med rimlig noggrannhet för en vecka framåt). Vid simuleringar av längre perioder körs modellen rullande en dag i taget för kommande sjudagarsperiod. Detta illustreras i Figur 3.



Figur 3: Rullande simuleringar vid simuleringsperioder längre än en vecka.

<sup>6</sup> Svenska kraftnät, 2021, "Långsiktig marknadsanalys 2021".



Schemaläggningen görs baserat på följande indata (se Figur 2):

- Elpriser: timvisa elpriser för alla timmar i den simulerade perioden. I denna studie har elpriserna från befintliga scenarier använts och osäkerheten på dessa priser har inte beaktats. Modellen kan också användas med elprisprognoser, i vilket fall schemaläggningen sker med utgångspunkt från dessa prognoser. Då tillkommer det en kostnad på grund av prognosfelet. Detta har inte beaktats i denna studie.
- Elektrolysörens tekniska data: min och max vätgasproduktionskapacitet samt verkningsgrad. Verkningsgraden antas vara konstant.
- Vätgaslager: min och max lagerkapacitet, förluster uttryckt som andel av lagrat vätgas samt start- och slutvärden (i början och slutet av simuleringsperioden) för hur mycket vätgas är lagrat.
- Vätgasefterfrågan: timvis efterfrågan för alla timmar i simuleringsperioden.

Schemaläggningen optimeras med hjälp av optimeringsmodellen vars ekvationer kan avläsas i mittspalten av Figur 2. Optimeringsmodellen minimerar elkostnaderna för att producera vätgas. Andra driftkostnader utöver elkostnader har inte beaktats. Ur modellen erhålls följande värden:

- Timvis vätgasproduktion.
- Timvis lagrad vätgas i lagret.
- Timvis elförbrukning.

Givet den timvisa elförbrukningen kan sedan de timvisa elkostnaderna beräknas för hela den simulerade perioden. Genom att simulera samma system med och utan investeringar i överkapacitet och lager kan årliga elkostnadsbesparingar som dessa investeringar genererar sedan beräknas. Återbetalningstid för en viss investering kan sedan beräknas som kvoten av CAPEX-kostnaderna och de årliga elkostnadsbesparingarna. Dessa återbetalningstider används i denna studie som ett lönsamhetsmått.

### 3.2 FALLSTUDIER

I denna rapport studeras lönsamheten för investering i vätgasproduktionsflexibilitet i två vätgasproduktionssystem, ett mindre system med en vätgasefterfrågan på 1500 normalkubikmeter per timme och ett större system med en vätgasefterfrågan på 120 000 normalkubikmeter per timme, se Tabell 2. Dessa två vätgasefterfrågenivåer är utformade för att representera vätgasbehovet av mindre och större industriaktörer.

Tabell 2: Simulerade systemstorlekar.

Systemstorlek	Vätgasefterfrågan [Nm <sup>3</sup> /h]	Vätgas-efterfrågan [ton/h]	Lagertyp
Liten	1 500	0,135	Tank
Stor	120 000	10,8	LRC

Vätgasproduktionsflexibiliteten definieras här som en kombination utav överkapaciteten på elektrolysören och storleken på lagret. Storleken på vätgasefterfrågan bestämmer vilken typ av lager kan installeras i systemen. För det lilla systemet antas det vara tank ovan mark och för det stora systemet ett lager av typen "Lined-Rock Cavern" (LRC), se Tabell 3.

Tabell 3: Simulerade lagertyper<sup>7</sup>

Förkortning	Lagertyp	Investeringskostnad [kEUR/MWh]	Lagringskapacitet [%/timme]	Urladdningskapacitet [%/timme]
TANK	Tank ovan mark	36	12%	100%
LRC	Lined-rock cavern	1,76	0,2%	0,6%

Båda system antas ha alkaliska elektrolysörer, se Tabell 4, eftersom denna studie begränsas till att utvärdera flexibilitet mot timvisa förändringar i elpriser. PEM-elektrolysörer har likvärdiga egenskaper för regleringar på timbasis men är dyrare än alkaliska elektrolysörer. PEM-elektrolysörer kan dock regleras snabbare än alkaliska elektrolysörer på kortare tidshorisonter (minutregleringar), vilket skulle kunna vara betydelsefullt vid deltagande i t.ex. Svenska kraftnäts stödtjänster<sup>8</sup>, men sådana regleringar har inte utvärderats i denna studie.

Tabell 4: Simulerade elektrolysörer.

Förkortning	Typ	Verkningsgrad	Investeringskostnad [kEUR/MW]
ALK	Alkalisk	0.7	375

För varje system beräknas återbetalningstiderna för olika investeringar i flexibilitet i form av olika kombinationer av överkapacitet på elektrolysören och lagerstorlek, se kapitel 3.1. Överkapacitet på elektrolysören redovisas i procent av den

<sup>7</sup> Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk.

<sup>8</sup> Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., Krönert, F., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader. Energiforsk.

nominella timvisa vätgasefterfrågan i respektive system, se Tabell 2, där t.ex. EOC50 står för 50% överkapacitet (EOC: "Electrolyzer overcapacity"). Lagerstorlekar redovisas i antal dygn av vätgasefterfrågan i motsvarande system (se Tabell 2) där t.ex. 3D står för ett tredygnslager. Investeringar i överkapacitet upp till 150% och i lagerstorlekar upp till 20 dygn har simulerats. Kapitel 4 redovisar resultaten av dessa simuleringar.

Återbetalningstiderna beräknas för olika elprisscenarier i form av timvisa tidsserier. Tabell 5 listar alla simulerade scenarier. Vissa av dem har tagits fram av Profu inom ramen för detta projekt<sup>9</sup> medan andra utvecklades av Svenska kraftnät inom ramen för deras långsiktiga marknadsanalyser<sup>10</sup>. Profus scenarier är alla framtagna för år 2035 medan Svks scenarier finns för både 2035 och 2045. I kapitel 3.4 redovisas prisnivåerna i de olika scenarierna.

Fokus för analysen kommer att vara på scenarierna utvecklade inom AP1. Att använda scenarier från andra källor (Svk) och för olika år (2035 och 2045) har dock bedömts vara värdefullt inom ramen för detta projekt. Flera scenarier bidrar till ett större utfallsrum och därmed kan både trender och slutsatser för specifika fall identifieras på ett bättre sätt.

Tabell 5: Simulerade elprisscenarier.

Scenario	År	Källa
Referens	2035	Profu
Inga lager, mer elkapacitet	2035	Profu
Inga lager	2035	Profu
Mer kärnkraft	2035	Profu
Mer vätgas	2035	Profu
Elektrifiering Förnybart (EF)	2035 2045	Svk
Elektrifiering Planerbart (EP)	2035 2045	Svk
Färdplaner Mixat (FM)	2035 2045	Svk
Småskaligt Förnybart (SF)	2035 2045	Svk

<sup>9</sup> Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk.

<sup>10</sup> Svenska kraftnät, 2021, "Långsiktig marknadsanalys 2021".

### 3.3 AVGRÄNSNINGAR

Flera avgränsningar har gjorts i modellen:

- Elnätsavgifter är inte inkluderade i kostnadsdelen. En högre överkapacitet för elektrolysören innebär ett högre abonnemang hos nätägare. Detta medför i verkligheten en viss ökad elnätsavgift, se avsnitt 2.2.
- Kända elpriser: schemalaggningsen görs enligt de elpriser som är givna som indata. I denna rapport har prognosfel på elpriser inte undersökts. Prognosfel kan i verkligheten medföra ökade kostnader i form av till exempel obalansavgifter i avräkningen eller förlorade intäkter i form av icke-optimal schemalaggningsen.
- Vätgasbehovet är en fast volym och inget värde sätts på den producerade vätgasen. I verkligheten kan vätgasen värdesättas på olika sätt beroende på tillämpningsområde, avtalsformer med slutanvändare, osv. I vissa fall kan vätgasen erhålla olika värden timme för timme<sup>11</sup>.
- Konstant verkningsgrad: i verkligheten varierar verkningsgraden för elektrolysören beroende på driftpunkten, dvs beroende på hur mycket vätgas produceras.
- Ingen prissäkring: anläggningsägaren antas inte ha någon prissäkring för elpriset. Därmed kan den nyttja variationerna i elpriset för hela sin förbrukning. I verkligheten värderar många aktörer förutsägbarheten i elpriser och därför väljer att binda upp en del av sin förbrukning (eller hela förbrukningen). Detta skulle begränsa värdet av att investera i flexibiliteten.

Dessa avgränsningar är forskningsspår som skulle vara värdefulla att utforska i framtida projekt.

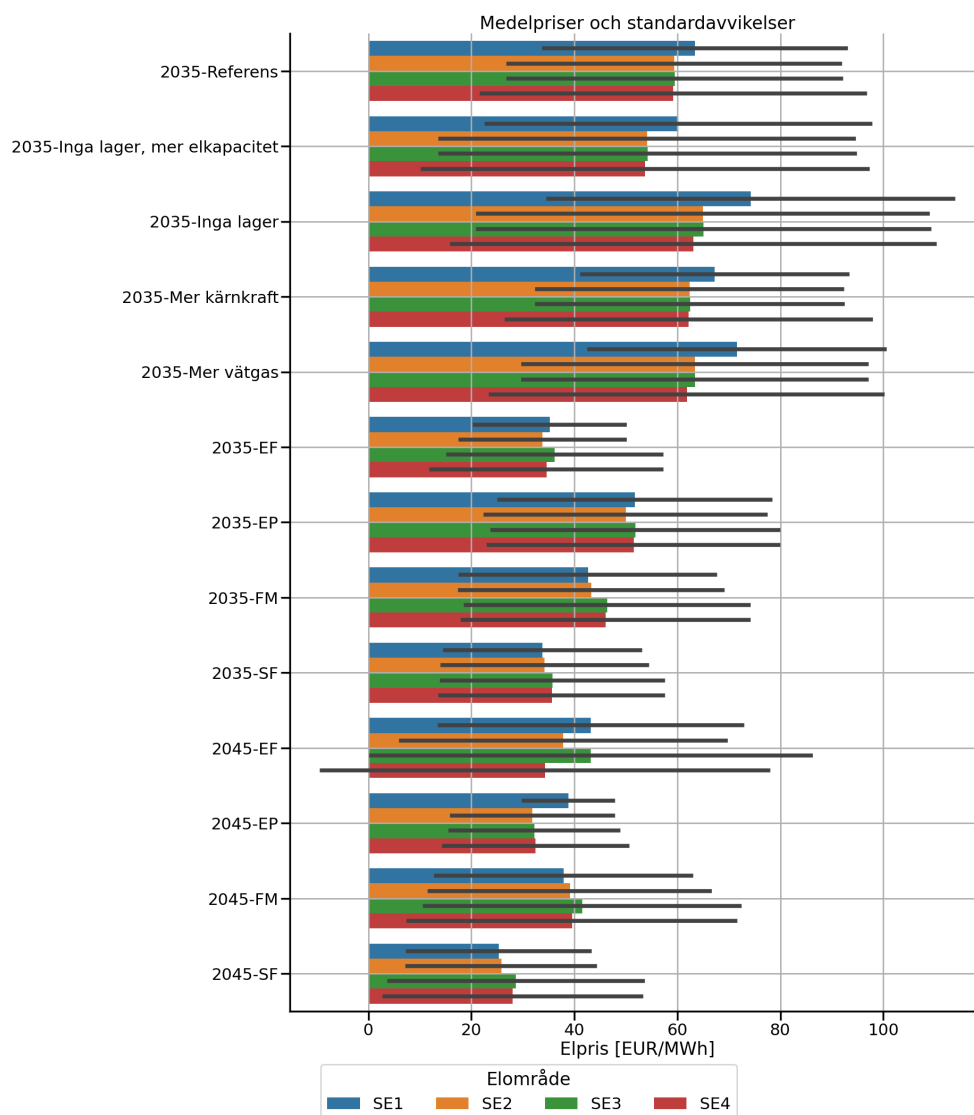
### 3.4 SIMULERADE ELPRISSCENARIER

Tabell 5 listar de elprisscenarier som har använts som indata till analysen. Figur 4 visar årsmedelpriser och standardavvikelser i de fyra svenska elområdena i varje scenario. Scenarierna täcker ett brett spann av olika framtidsbilder med årsmedelpriser från 30 till 70 EUR/MWh för 2035 och 25 till 40 EUR/MWh för 2045. Detta beror på att scenarierna byggdes för att fånga olika framtidsbilder med bland annat varierande elproduktionsmixer och inbyggd efterfråge- och produktionsflexibilitet. En väsentlig skillnad mellan Profus scenarier i AP1 och Svenska kraftnäts scenarier är att Profus scenarier är nyare och därmed beaktar nya potentiella projekt som planerar att investera i vätgasanläggningar.

Relevant för lönsamheten av investeringar i flexibilitet i form av lagerstorlek och överkapacitet i elektrolysörer är dock inte själva prisnivån utan elprisskillnader. Det är dessa elprisskillnader som flexibiliteten kan ta vara på för att sänka elkostnaderna. Det finns olika sätt att mäta dessa elprisskillnader. På figuren visas standardavvikelsen som är ett mått på genomsnittliga elprisskillnader kring årsmedelpriset. Återigen täcker scenarierna ett brett spann av framtidsbilder vad gäller elprisskillnader. Nivån på elprisskillnaderna beror på andelen av olika

<sup>11</sup> Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk.

produktionsslag i produktionsmixen med till exempel ökade elprisskillnader ju större andel vindkraft (allt annat lika). Detta kan ses genom att exempelvis jämföra Svenska kraftnäts scenarier "EF" (Elektrifiering Förnybart) och "EP" (Elektrifiering Planerbart). Det förstnämnda har mycket högre prisvariationer (mätta med standardavvikelse) än det sistnämnda. Elprisskillnaderna beror också på installerad flexibilitet i scenarierna. Denna flexibilitet kan absorbera en del av elprisskillnaderna som annars skulle uppstå utan den. Detta kan ses genom att jämföra Profus scenario "2035-Inga lager" och "2035-Referens" med högre elprisvariationer i det förstnämnda på grund av mindre lagringmöjlighet.

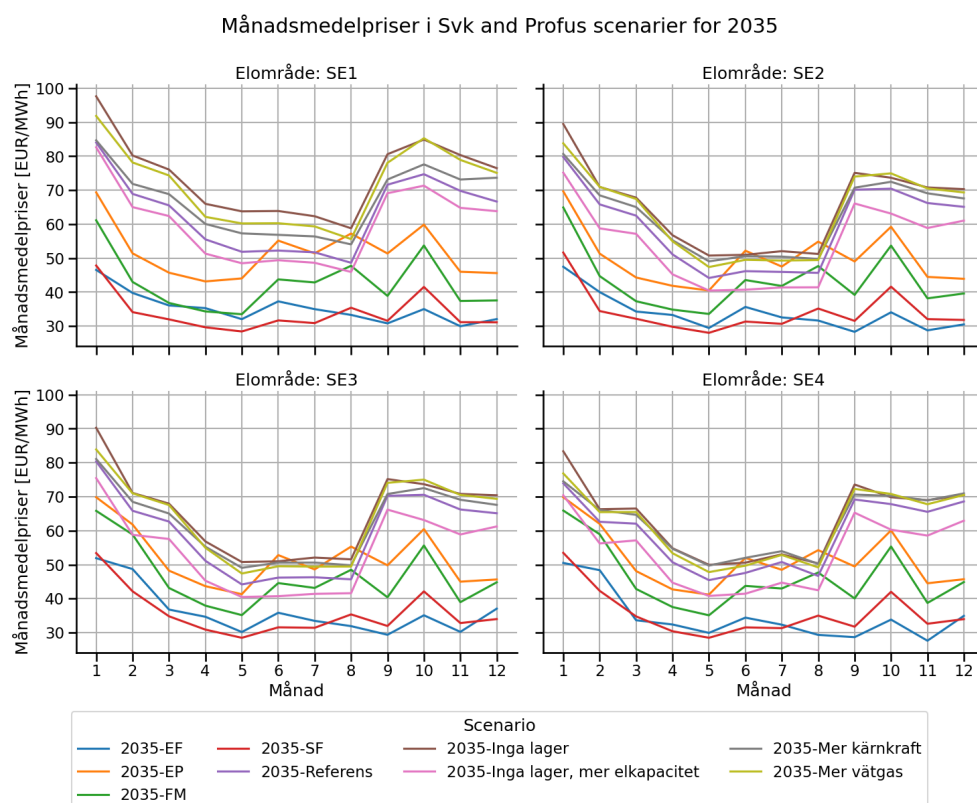


Figur 4: Medelpriser och standardavvikelser i alla simulerade elprisscenarier.

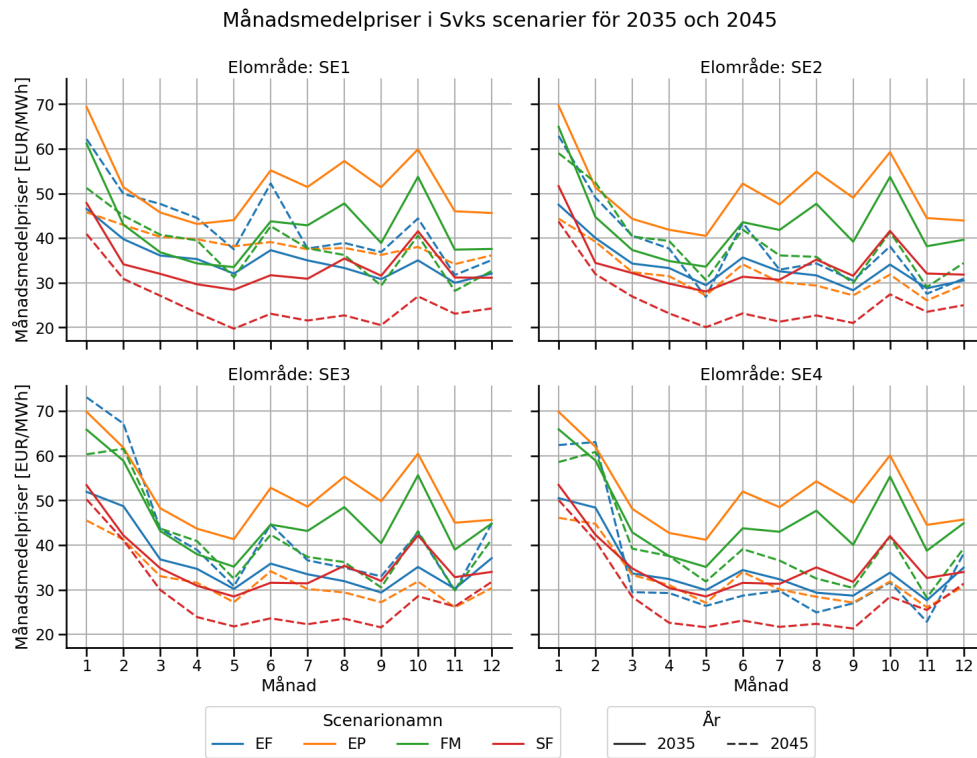
Figur 5 visar månadsmedelpriser för 2035 i Profus och Svks scenarier. Det kan noteras att elpriser i Profus scenarier generellt ligger något högre än Svenska kraftnäts. På samma sätt är standardavvikelsen för elpriset generellt högre i Profus scenarier, se Figur 4. Figur 6 visar månadsmedelpriser i Svks scenarier för 2035 och 2045. Figuren visar även hur priserna har utvecklats i Svks scenarier från 2035 till 2045, i synnerhet i scenariot Elektrifiering Planerbart (EP) som erhåller lägre

elprisnivåer i 2045 än i 2035. Scenarierna täcker en hel bredd med elprisnivåer, vilket stärker analysresultaten som presenteras i kapitel 4 genom att ge ett större utfallsrum.

Viktigt att notera är att beräkningsförutsättningarna skiljer sig på flera punkter mellan Profus scenarier och SvKs scenarier vilket innebär att de beräknade elpriserna inte är direkt jämförbara. Syftet med att ta hänsyn till flera scenarier är därför inte att jämföra de olika elprisscenarierna i sig utan snarare att förstå vad som driver lönsamheten för investeringar i vätgasflexibilitet genom att använda sig av så många elprisscenarier som möjligt.



Figur 5: Månadsmedelpriser i Profu och Svks scenarier för 2035.



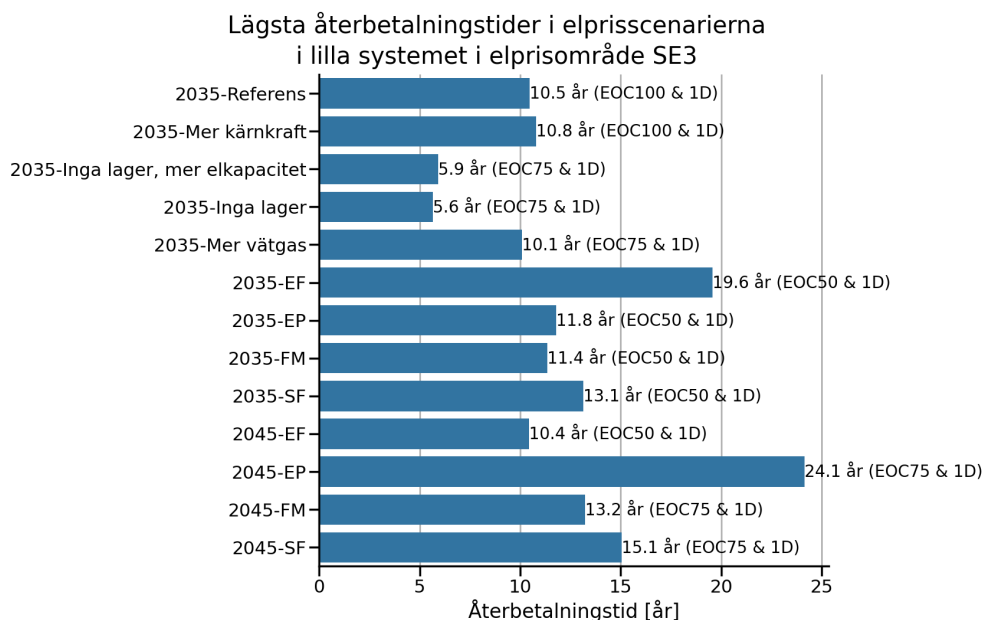
**Figur 6: Månadsmedelpriser i Svks scenarier för 2035 och 2045.**

## 4 Resultat

Modellen från föregående kapitel har använts för att beräkna återbetalningstider för investeringar i överkapacitet upp till 150% och i lagerstorlekar upp till 20 dygn. Detta kapitel redovisar resultaten av dessa simuleringar. Endast utvalda simuleringsfall, motsvarande de mer lönsamma flexibilitetsalternativen, redovisas här.

### 4.1 ÅTERBETALNINGSTIDER FÖR DET LILLA SYSTEMET

Figur 7 visar, för varje elprisscenario, den lägsta återbetalningstiden bland alla simulerade kombinationer av överkapacitet och lagerstorlek för det lilla systemet i elprisområde SE3. Den mest lönsamma kombinationen visas inom parentes för varje elprisscenario.



**Figur 7: Lägsta återbetalningstider för det lilla systemet i varje elprisscenario. Läsanvisningar: I elprisscenarioet "2035-Referens" är den lägsta återbetalningstiden bland alla simulerade kombinationer av överkapacitet och lagerstorlek 10,5 år och erhålls för en överkapacitet på 100% och en lagerstorlek på ett dygn (EOC100 & 1D).**

Återbetalningstiderna varierar stort mellan elprisscenerierna och åren: mellan 5,6 år och 19,6 år för 2035 och mellan 10,4 och 24,1 år för 2045. Lönsamheten bygger på att flexibilitetsinvesteringar möjliggör för systemet att nyttja elprisskillnader från timme till timme för att minska elkostnader. Ju mer flexibilitet i systemet och ju större prisskillnader desto större elkostnadsbesparingarna kan vara. Att återbetalningstiderna skiljer sig markant mellan de olika elprisscenerierna beror på underliggande faktorer som påverkar elprisskillnaderna i dessa scenarier. Produktionsmixen och andel befintlig flexibilitet i scenarierna är två starkt bidragande faktorer. Effekten av elprisskillnader på återbetalningstiden analyseras i detalj i avsnitt 4.3. En slutsats från denna analys är att elprisscenerierna med lägst återbetalningstider har högst elprisskillnader i snitt. Detta kan ses tydligt från Figur 7 genom att jämföra Profus scenarier utan lager ("2035-Inga lager" och

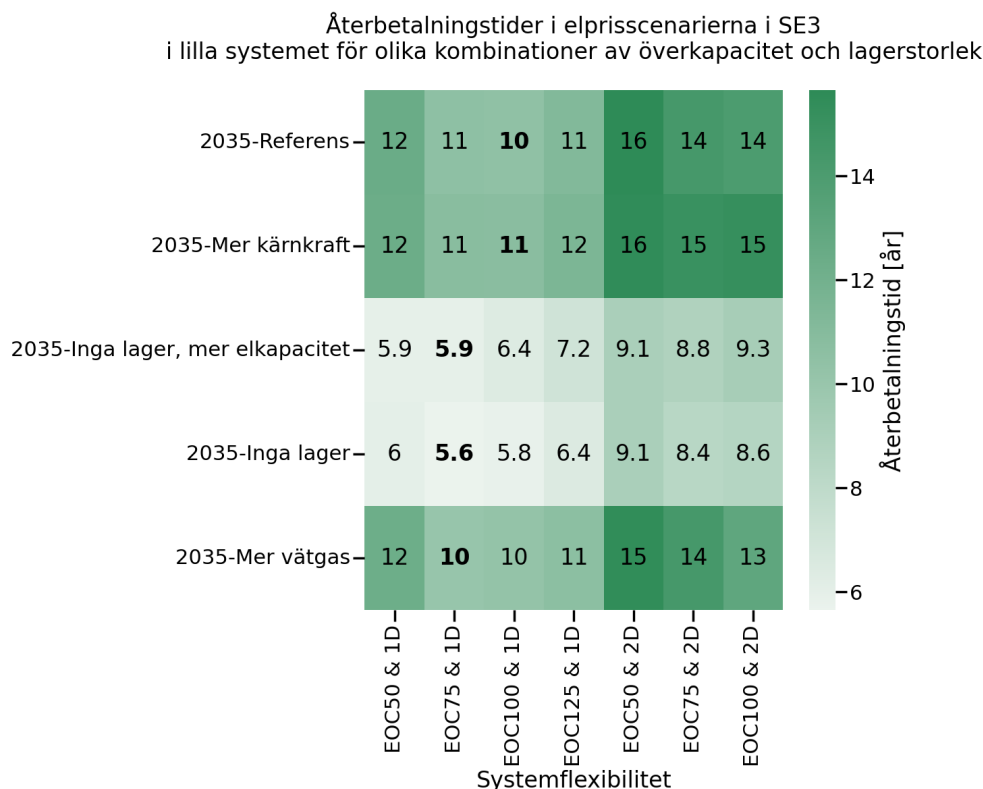


”2035-Inga lager, mer elkapacitet”) med Profus andra scenarier. I scenarierna utan lager varierar elpriserna betydligt mer och prisskillnaderna är högre (se standardavvikelse i avsnitt 3.4, samt avsnitt 4.3 för mer analys om prisskillnaderna i de olika scenarierna), vilket minskar återbetalningstiden för vätgasflexibilitet. Samma jämförelse kan göras bland Svks scenarier genom att genomföra scenariot ”Elektrifiering förnybart” (EF) och ”Elektrifiering Planerbart” (EP) för 2045. Det förstnämnda har större prisvariationerna på grund av en högre andel väderberoende produktion än det sistnämnda. Detta resulterar i högre prisskillnader vilket minskar återbetalningstiden för vätgasflexibilitet.

Resten av analysen i detta avsnitt kommer att fokusera på Profus scenarier.

Det finns en brytpunkt för hur mycket flexibilitet är lönsam att investera i eftersom investeringar i större mängder flexibilitet medför högre investeringskostnader. Den brytpunkten ser annorlunda ut i olika elprisscenarier på grund av att de timvisa prisskillnaderna skiljer sig. Därför är även det mest lönsamma flexibilitetsalternativet annorlunda i olika elprisscenarier, vilket kan utläsas i Figur 7. För det lilla systemet är det alltid mest lönsamt att investera i ett dygnslager men den optimala överkapaciteten varierar mellan 75% och 100%.

I Figur 8 redovisas återbetalningstider i SE3 i flera beräkningsfall motsvarande olika flexibilitetsalternativ för varje elprisscenario från AP1 (i SE3). De lägsta återbetalningstiderna i varje elprisscenario är fetmarkerade och motsvarar det som visades i Figur 7.

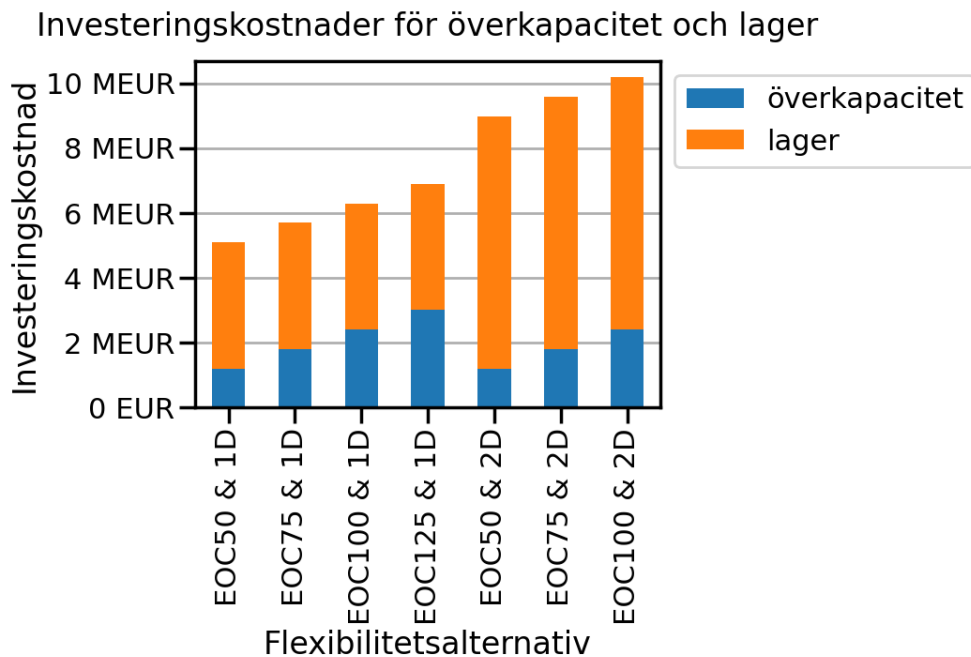


Figur 8: Återbetalningstider av olika flexibilitetsalternativ i elprisscenerierna i SE3 i det lilla systemet. De lägsta återbetalningstiderna i varje elprisscenario är fetmarkerade.

I Figur 8 kan brytpunkten för den mest lönsamma mängden flexibilitet avläsas i varje scenario. Till exempel i elprisscenariot "2035-Referens" minskar återbetalningstiden från 12 till 10 år när överkapaciteten ökar från 50 till 100% med ett dygnslager. Ökar överkapaciteten ytterligare till 125% ökar även återbetalningstiden från 10 till 11 år. Brytpunkten i detta scenario nås därför vid en överkapacitet på 100%.

Från Figur 8 kan det också avläsas att känsligheten av återbetalningstiderna på överkapacitet är liten: återbetalningstiden ökar med upp till två år om det investeras i 25% mindre eller 25% mer överkapacitet. I de simulerade flexibilitetsalternativen har lagerstorleken satts till antingen ett eller två dygn. Den totala investeringskostnaden för alternativen med tvådygnslagret är mycket högre än för dygnslagret, se Figur 9. De ökade kostnadsbesparingarna tack vare det större lagret är inte stora nog för att kompensera för ökningen i de totala investeringskostnaderna. Återbetalningstiderna för tvådygnslagret är därför betydligt längre än för dygnslagret.

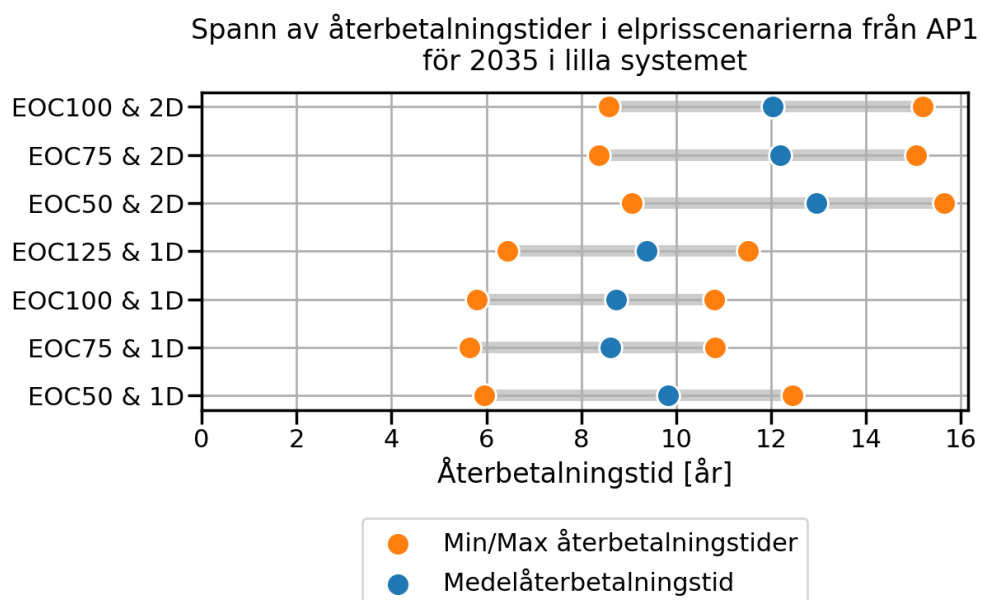
För detta lilla system består den större delen av investeringen av kostnaden för lagret men kostnaden för elektrolysören är ändå tydlig. Lagret antas ha en betydligt längre livslängd än elektrolysören.



Figur 9: Investeringskostnader för olika flexibilitetsalternativ i det lilla systemet.

Investering i ett visst flexibilitetsalternativ kantas av osäkerhet vad gäller återbetalningstider på grund av osäkerhet i framtida elprisscenarierna. Denna osäkerhet redovisas i Figur 10 där spannen mellan de orangea punkterna omfattar de minimala och maximala återbetalningstiderna för varje flexibilitetsalternativ bland alla elprisscenarier för 2035. Den blå punkten är medelåterbetalningstiden i 2035. Till exempel kan återbetalningstiden för flexibilitetsalternativet EOC50 & 1D variera mellan 6 och 12 år beroende på vilket av elprisscenarierna från AP1

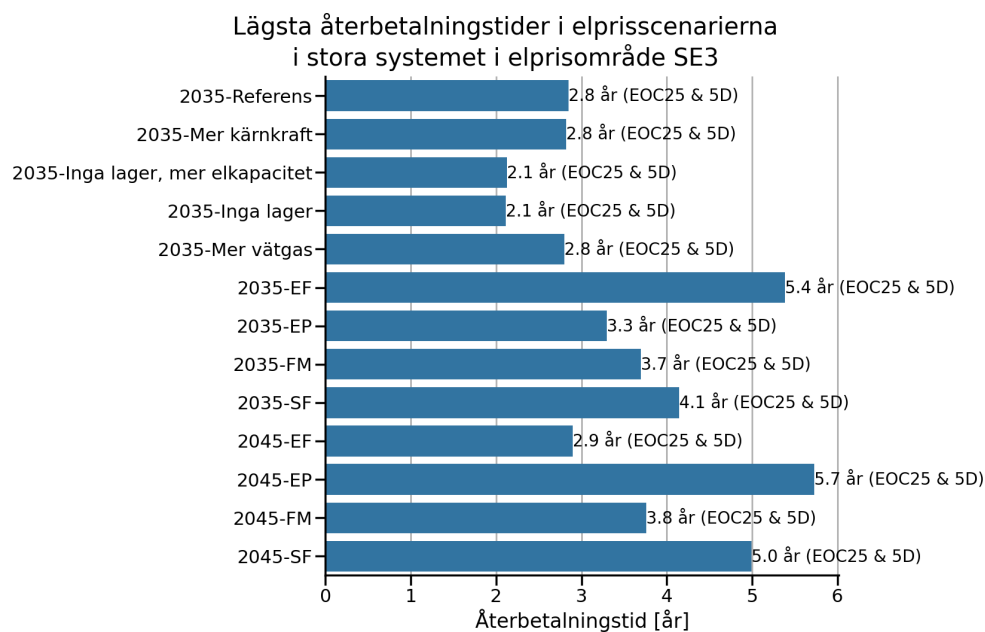
realiseras. Denna osäkerhet är en investeringsrisk som måste beaktas i investeringskalkylen för vätgasflexibilitet.



Figur 10: Min-, max- och medelåterbetalningstider för olika flexibilitetsalternativ i elprisscenerierna från AP1 för 2035.

## 4.2 ÅTERBETALNINGSTIDER FÖR DET STORA SYSTEMET

Figur 11 visar de lägsta återbetalningstiderna bland alla simulerade flexibilitetsalternativ för det stora systemet och den mest lönsamma kombinationen visas inom parentes för varje elprisscenario.



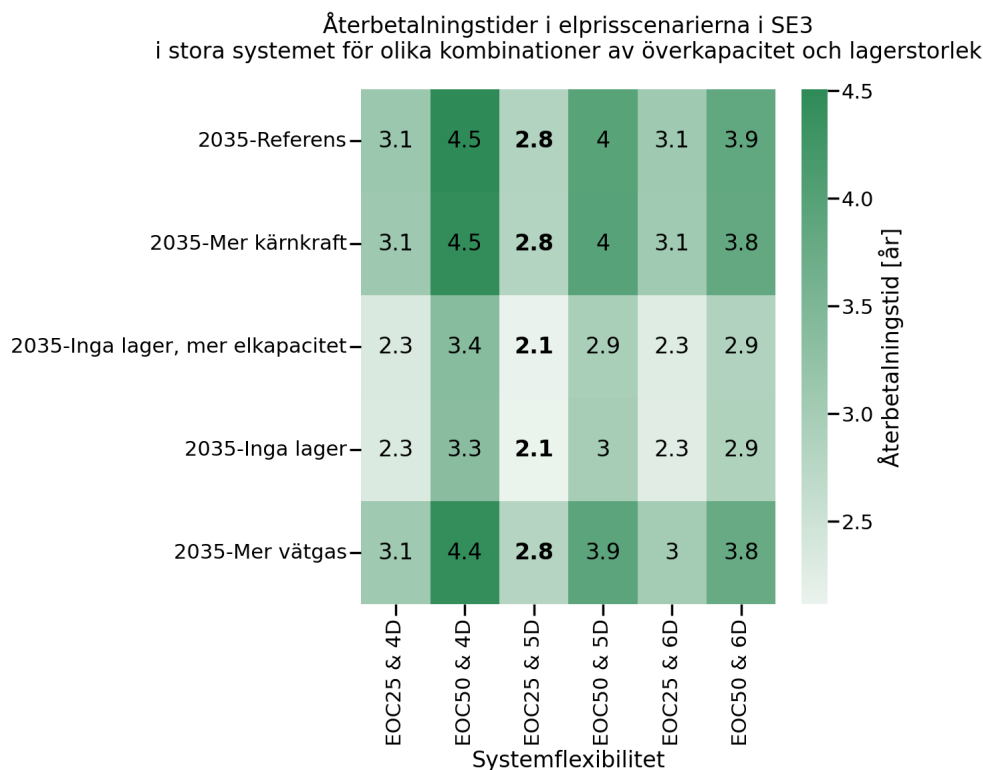
Figur 11: Lägsta återbetalningstider för det stora systemet i varje elprisscenario.

Återbetalningstiderna varierar mellan 2,1 år och 5,4 år för 2035, och mellan 2,9 och 5,7 år för 2045. Återbetalningstiderna och deras variation mellan olika elprisscenarier är betydligt lägre än för det lilla systemet, vilket beror på lagrets egenskaper. I det stora systemet antas LRC-lager användas. LRC-lager har en betydligt lägre investeringskostnad än tanklager (se Tabell 3). Dessutom har LRC-lager mycket lägre i- och urladdningskapaciteter jämfört med tanklager (se Tabell 3). Detta innebär att investeringar i större lager måste göras för att kunna lagra eller ladda ur samma mängd vätgas, uttryckt i procent av vätgasefterfrågan, som i det lilla systemet. Detta kan ses i Figur 11 där det mest lönsamma flexibilitetsalternativet är 25% överkapacitet och femdygnslager i alla elprisscenarier. För det lilla systemet var investering i dygnslager alltid mest lönsamt. Eftersom i- och urladdningskapaciteterna med LRC-lager är begränsade är det heller inte lönsamt att investera i mycket överkapacitet i elektrolysören. Därför är 25% överkapacitet alltid det mest lönsamma alternativet för det stora systemet. Eftersom det mest lönsamma alternativet alltid är detsamma oavsett elprisscenariot beror återbetalningstiderna mellan elprisscenarier enbart på grund av de olika prisskillnaderna i dessa scenarier.

Som var fallet för det lilla systemet är återbetalningstiden lägst bland AP1-scenarierna för scenarier utan lager och, bland Svks scenarier, för det elprisscenariot med störst andel väderberoende elproduktion ("Elektrifiering förnybart") på grund av de större prisvariationerna i dessa scenarier.

Resten av analysen i detta avsnitt kommer att fokusera på scenarier från AP1.

I Figur 12 redovisas återbetalningstiderna för flera flexibilitetsalternativ i AP1-scenarierna.



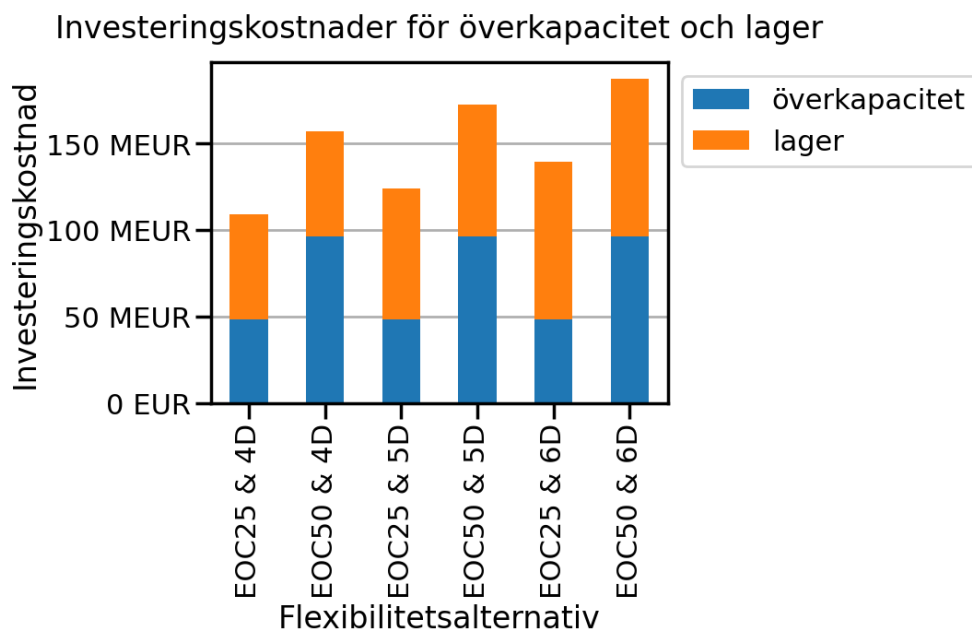
Figur 12: Återbetalningstider av olika flexibilitetsalternativ i det stora systemet.

Det kan avläsas från Figur 12 att återbetalningstiderna inte varierar mycket om det investeras i större eller lägre lagerstorlekar än det optimala alternativet.

Återbetalningstiden är mer känslig på överkapaciteten, detta eftersom det är lagrets i- och urladdningskapaciteterna som begränsar mängden flexibilitet. Att investera i mer eller mindre överkapacitet medför försumbara förändringar i elkostnadsbesparingarna.

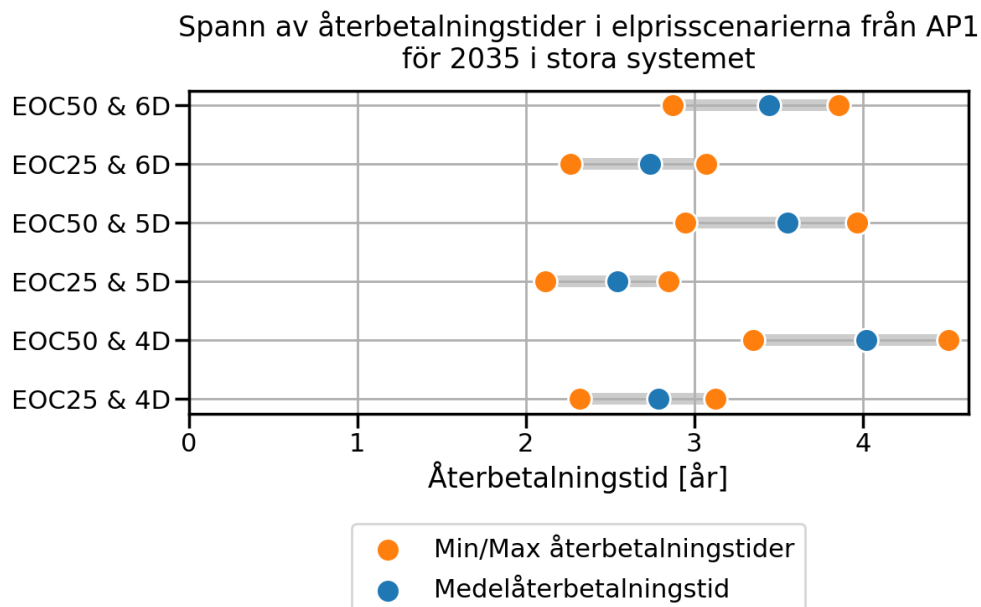
Figur 13 redovisar fördelningen av de totala investeringskostnaderna mellan lager och överkapacitet. Lagret utgör en mindre del av de totala investeringskostnaderna än för det lilla systemet.

Lagret antas ha en betydligt längre livslängd än elektrolysören. Dessutom har ett LRC-lager betydligt längre livslängd än tank-lager. Detta innebär att återbetalningstiden för det stora och det lilla systemet inte går att jämföra med varandra utan att samtidigt ta hänsyn till livslängden för investeringen som skiljer sig åt mellan de två systemen.



Figur 13: Investeringskostnader för olika flexibilitetsalternativ i det stora systemet.

På samma sätt som i det lilla systemet kantas investeringar i flexibilitetsalternativ i det stora systemet av osäkerhet. Detta redovisas i Figur 14 för AP1-scenarierna för 2035 där till exempel återbetalningstiden för flexibilitetsalternativet EOC50 & 5D kan variera mellan 3 och 4 år beroende på vilket elprisscenario realiserats i 2035. Denna osäkerhet är betydligt mindre för det lilla systemet (se Figur 10).



Figur 14: Min-, max- och medelåterbetalningstider för olika flexibilitetsalternativ i elprisscenarierna för 2035.

En möjlig större osäkerhet än framtida elprisscenarier härstammar från investeringskostnaden för LRC-lager. Denna typ av lager är idag obeprövad eftersom det inte finns erfarenhet av att bygga sådana lager. För att hantera denna osäkerhet har känslighetsanalys för LRC-lagrets kostnad genomförts. Denna analys

visade att en högre kostnad ledde till längre återbetalningstider men ändrade inte det flexibilitetsalternativ som är mest lönsamt (EOC25 & 5D). Eftersom lagret utgör 50 till 75% av hela investeringskostnaden (se Figur 13) så påverkas återbetalningstiden till samma utsträckning (50 till 75%) av osäkerheten i lagerkostnaden.

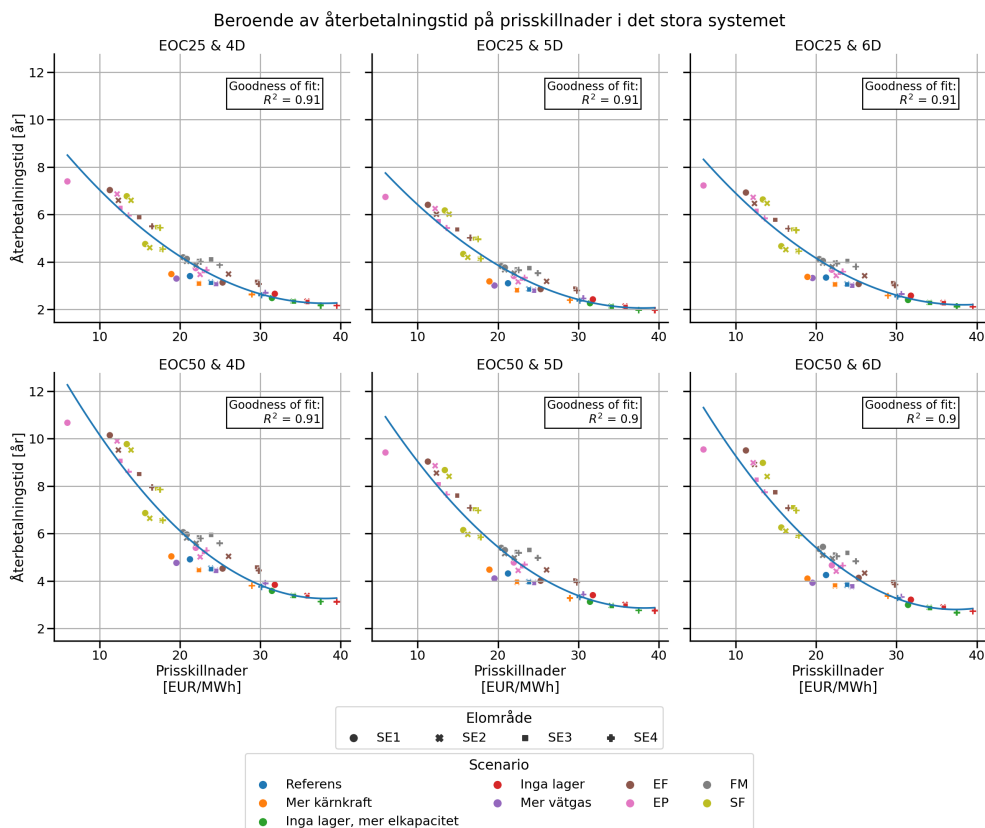
### 4.3 ELPRISSKILLNADERS PÅVERKAN PÅ ÅTERBETALNINGSTID

Återbetalningstid beräknas enligt formeln: "CAPEX" genom "årliga elkostnadsbesparingar", se avsnitt 3.1 i beskrivningen av modellen. De årliga besparingarna beror på hur mycket flexibilitet som finns i systemet och hur stora elprisskillnaderna är i ett visst elprisscenario. Är elprisskillnaderna stora men systemets flexibilitet obefintlig finns det ingen möjlighet att schemalägga vätgasproduktionen enligt elpriserna. Ju mer flexibilitet som finns desto högre andel av elprisskillnaderna kan utnyttjas för att sänka elkostnaderna. Därför borde återbetalningstiden minska ju större elprisskillnader är.

För att bättre förstå detta beroende visar Figur 15 återbetalningstider kontra veckoelprisskillnader för det stora systemet och utvalda flexibilitetsalternativ i alla elprisscenarier. Samberoendet ser likadan ut för det lilla systemet och har inte rapporterats här. För att bredda ut analysen har Svenska kraftnäts scenarier och alla svenska elprisområden tagits med i figuren. Veckoelprisskillnader beräknas som medelveckostandardavvikelser. Det görs genom att dela upp ett år i dess olika veckor och beräkna standardavvikelsen för elpriserna för varje vecka (dvs veckostandardavvikelser) för att sedan ta medelvärdet på dessa veckovärden. På detta sätt erhålls ett värde (genomsnittlig veckostandardavvikelse) för varje simulerat scenario. Det är dessa värden som visas i figuren. Varje datapunkt i graferna motsvarar då ett visst system och elprisscenario. Den blåa trendlinjen är en andragradspolynomregression av datapunkterna och visar en approximation av hur elprisskillnader påverkar återbetalningstiden. De olika kolumnerna i figuren motsvarar de simulerade lagerstorlekarna och raderna de simulerade överkapaciteterna.

Förutom några beräkningsfall som sticker ut ligger de flesta beräkningsfall ganska tätt intill trendlinjen. Detta visar att återbetalningstiden förklaras av veckoelprisskillnader på ett bra sätt. Eftersom prisskillnaderna beräknas av ett enda mått (medelveckostandardavvikelser) för varje beräkningsfall är det förväntat att detta mått inte kan fånga all variation i elpriserna som kan användas av systemets flexibilitet för att minska elkostnader.

Det kan avläsas tydligt från figuren att lönsamheten ökar med prisskillnader. Till exempel är återbetalningstiderna som lägst för de två elprisscenarierna "Inga lager" och "Inga lager, mer elkapacitet". Dessa två elprisscenarier har högst elprisskillnader bland alla elprisscenarier, detta på grund av att det finns väldigt begränsad inbyggd flexibilitet i elsektorn som kan nyttja prisskillnader över en vecka.



**Figur 15:** Återbetalningstid som funktion utav veckoprisskillnader (medelveckostandardavvikelser). Resultaten avser det stora systemet med en alkalisk elektrolysör. Den blåa trendlinjen motsvarar en andragradsregression av datapunkterna (med tillhörande  $R^2$ -värde i rutan).

I detta kapitel har resultaten från modellkörningar för att beräkna återbetalningstiden i olika fallstudier redovisats. I nästa kapitel breddas analysen ut genom att resonera kring vad dessa resultat innebär för olika typer av aktörer, samt kring vilka andra faktorer är viktiga att beakta i investeringskalkyler för vätgasflexibilitet.



## 5 Aktörsanalys

Det finns flera möjliga aktörer som kan investera i en vätgasanläggning för att tillgodose ett stort vätgasbehov inom en industri. Det kan vara industrin som har behovet, en aktör med en portfölj som påverkas av att investeringar i flexibilitet tas, exempelvis en aktör som investerar i väderberoende elproduktion, men det kan även vara en vinstdrivande aktör som gör det med olika krav på lönsamhet. Fokus i aktörsanalysen ligger på att det är aktören som även behöver vätgasen som tar investeringen.

### 5.1 INDUSTRIAKTÖREN

Industrierna är i dagsläget inte nödvändigtvis elintensiva även om de är energiintensiva, vilket gör att fokus historiskt har legat på andra råvaror än el. En avgörande faktor för industrins fokus på elhandel är hur stor del av slutproduktens kostnad som beror av elpriset. Många industrier prissäkrar majoriteten av den el som krävs för produktionen genom att teckna avtal med en horisont på ett par till några år. En del av orsaken till att elen prissäkras är industrins riskvillighet, det är viktigare för industrin att veta kostnaden än att minimera den. Industrin är traditionellt en aktör som har låg riskvillighet. Industrin behöver kunna beräkna produktionskostnaden, som då inte bör baseras på för många variabler/osäkerheter eftersom de har låg riskvillighet, och räkna ut vad de behöver sätta för pris på slutprodukten för att nå uppsatta lönsamhetsmål. Det är även viktigt att beakta att de extra investeringarna i vätgasanläggningen som krävs för att kunna bidra med flexibilitet konkurrerar med andra investeringar anläggningsägaren kan ta, inklusive investeringar i annat än flexibilitet på elsidan. En investering som är lönsam på systemnivån är nödvändigtvis inte den investering som ger bästa avkastning för den enskilda aktören. Det är inte heller självklart att industrin själva väljer att äga vätgasanläggningen utan de kan välja att köpa vätgas av en leverantör. Det finns i dagsläget flera exempel på detta så som Pertorp och Unipers samarbete inom Project Air<sup>12</sup> och att både St1<sup>13</sup> och Preem<sup>14</sup> var för sig har ett partnerskap med Vattenfall kring vätgas.

För att investeringen skall bli så optimal som möjligt krävs det att installationen görs med flexibilitet i åtanke så att storlek på vätgaslager och överkapaciteten på elektrolysören väljs med omtanke.

De simuleringar som är genomförda i detta arbetspaket med tank-lager som lagringsmetod visar att återbetalningstiden för investeringen är lång, detta i relation till industrins horisont samt livslängden på investeringen, samt att investeringen är förknippad med stora risker. Återbetalningstiden för de

<sup>12</sup> Perstorp och Uniper, Project Air, <https://projectair.se/en/about-the-partners/>, besökt 2023-09-24.

<sup>13</sup> Vattenfall, "St1", <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vagen-mot-ett-fossilfritt-liv/minska-industrins-koldioxidutslapp/st1>, besökt 2023-09-24

<sup>14</sup> Vattenfall, "Vattenfall och Preem ska undersöka storskalig utfasning av fossila bränslen med hjälp av havsbaserad vindkraft och vätgas", <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2022/vattenfall-och-preem-ska-undersoka-storskalig-utfasning-av-fossila-branslen-med-hjalp-av-havsbaserad-vindkraft-och-vgas>, besökt 2023-09-24

simuleringar som ger bäst resultat är fortfarande långa och flera andra elprisscenarios ger betydligt längre återbetalningstid. Riskerna för denna investering är kopplade till de elprisvariationer som ligger till grund för val av storlek och överkapacitet blir verklighet. Blir elprisvariationerna annorlunda mot vad som antogs i kalkylen så är risken stor att återbetalningstiden blir allt för lång och att en annan utformning på vätgasanläggningen hade varit mer optimalt. För detta system med tank-lager är det för alla elprisscenarios som tagits fram i AP1 mest lönsamt att investera i ett dygnslager men den optimala överkapaciteten på elektrolysören varierar mellan 75% och 100%.

De simuleringar som är genomförda i detta arbetspaket med LRC-lager som lagringsmetod visar att återbetalningstiden för investeringen är relativt kort, detta i relation till industrins horisont samt livslängden på investeringen. För systemet med LRC-lager är det för alla elprisscenarios som tagits fram i AP1 mest lönsamt att investera i ett femdygnslager och den optimala överkapaciteten på elektrolysören för alla scenarios är 25 % eftersom i- och urladdningskapaciteterna med LRC-lager är begränsande faktorer. Eftersom den mest lönsamma utformning på vätgasanläggningen alltid är detsamma oavsett elprisscenario och återbetalningstiderna för alla elprisscenarier är relativt låga är riskerna för denna investering lägre än för investeringen med tank-lager. Det blir tydligt genom att analysera Figur 10 för systemet med tank-lager och Figur 14 för systemet med LRC-lager där spridningen i återbetalningstid är betydligt större för tank-lager än för LRC-lager och återbetalningstiden dessutom är lägre för alla fall med LRC-lager.

Det finns dock andra begränsande faktorer så som tillgång till utrymme inom industriområdet där ett lager kan få plats samt geologiska förutsättningar för att kunna etablera ett underjordiskt lager i närheten av där vätgasbehovet finns. För att ett LRC-lager skall vara aktuellt att investera i krävs att vätgasbehovet är relativt stort. Det kan antingen vara en aktör med ett stort vätgasbehov men det skulle även vara möjligt att addera flera aktörers vätgasbehov så att det blir tillräckligt stort att det motiverar ett gemensamt LRC-lager. För att kunna realisera den stora potentialen för ett vätgassystem med LRC-lager bör detta kombineras med en infrastruktur för att kunna transportera vätgasen till aktören som har behovet och på det sättet knyta ihop flera aktörers vätgasbehov samt vätgasproducenter. Denna infrastruktur innebär ytterligare kostnader som bör beaktas och tas med i investeringskalkylerna.

Det kan även finnas andra värden med att investera i flexibilitet som bör beaktas i investeringskalkylen, så som att upprättande av vätgasanläggningen endast är möjlig om den är flexibel och kan styras efter kapacitetsbegränsningar i elnätet. Om detta är fallet kan en något högre risk vara tillåten vid analys av investeringen. Det är dock rimligt att industrin då väljer bort att investera i en vätgasanläggning och i stället väljer att köpa vätgasen av en annan aktör.

Det är även viktigt att beakta att om en investering i flexibilitet väljs bort så medför det en risk i sig eftersom aktörens exponering mot framtida elpriser blir högre. Denna risk behöver också tas med i analysen av investeringskalkylen. En analys kring kommande prognosticerade elpriser behöver genomföras och värdering om det är troligt att dessa leder till för höga kostnader att producera vätgas kontra om

det är troligt att en extra investering för att möjliggöra flexibel vätgasproduktion inte kommer återbetalas.

## 5.2 AKTÖR MED EN PORTFÖLJ SOM PÅVERKAS

I det fall det är en aktör med en portfölj som påverkas av att investeringar i flexibilitet tas så finns det andra värden att ta hänsyn till. Konsekvensen av att det investeras i flexibilitet kan innebära att aktörens övriga portfölj påverkas. Exempelvis kan intäkterna från en vindkraftspark förändras om elpriset påverkas av konsekvensen att det investeras i mycket flexibilitet i systemet. Påverkan på andra delar i aktörens portfölj behöver inkluderas i investeringskalkylen.

## 5.3 VINSTRIVANDE AKTÖR

I det fall det är en vinstdrivande aktör som skall investera i en flexibel vätgasanläggning finns andra värden att ta hänsyn till. Det kan vara att aktören har många stora vätgasanläggningar, levererar till flera aktörer som behöver vätgas och då erhåller skalfördelar som påverkar investeringskalkylen. Dessa vinstdrivande aktörer kan ha olika krav på lönsamhet för investeringar. Det kan vara både en aktör som ägs av pensionsfonder och som ofta har låga krav på avkastning men som vill ha säkra investeringar, investeringar kopplade till låga risker, eller aktörer som är börsnoterade och då har höga krav på avkastning, både att den skall vara hög men även ha kort återbetalningstid.

## 5.4 ANDRA KONKURRERANDE MARKNADER

Utöver att det är möjligt att köra elektrolysören flexibelt efter elpriset så är det även möjligt att erbjuda efterfrågefexibilitet som en tjänst till elnätsägare för att motverka flaskhalsar och bidra med stödtjänster till Svenska kraftnät. Det är inte självklart att dessa marknader, exempelvis lokala flexibilitetsmarknader, stödtjänstmarknaderna och elhandelsmarknaden, styr mot samma körsätt av elektrolysören och därmed eluttaget från industrin.

De olika marknaderna är förknippade med olika risknivåer och olika incitament för att vara med och bidra. Exempelvis är det inte självklart att Svenska kraftnät avropar det bud som lagts på deras marknad och för vissa tjänster så erhålls endast en ersättning om tjänsten blir aktiverad. Dessutom är ersättningen på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader i dagsläget förknippad med hög finansiell ersättning, vilket ger risk för att marknaden mätas och ersättningsnivåerna sänks framåt. Om många aktörer blir flexibla och flyttar last från högpristimmar till lågpristimmar så kommer efterfrågan att jämnas ut vilket troligen medför att även elpriset plattas ut. Det innebär att dagens prisvariationer på dygnsbasis inte blir relevant att agera efter. Det är förknippat med en viss risk att ta en investering baserat på historiska elpriser. Det är även viktigt att ha i åtanke att investeringen i sig kan motverka de önskade elprisvariationerna som krävs för att kunna motivera investeringen genom de tjänster som anläggningen avser bidra med.

Det är viktigt att ha i åtanke att flexibilitet från en vätgasanläggning inte behöver användas för att avhjälpa nätägarens problem utan den kommer nyttjas där den

erhåller bäst avkastning. Det innebär att flexibiliteten kan nyttjas på den marknad som för tillfället, möjligt att detta är på timbasis, ger bäst avkastning under förutsättning att anläggningen är kvalificerad för att delta på de olika marknaderna.

## 6 Slutsatser

I denna delrapport har kvalitativa och kvantitativa analyser gjorts för att kasta ljus på viktiga faktorer som driver lönsamheten av flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar bestående av vätgaslager och överkapacitet för elektrolysörer.

De kvantitativa analyserna bygger på en schemalägningsmodell som optimerar vätgasproduktion gentemot de timvisa elpriserna för att minimera elkostnaderna. Dessa beräkningar kördes på ett brett spektrum av elprisscenarier, nivåer för vätgasefterfrågan, lagerstorlekar, överkapacitetsnivåer i elektrolysörer samt typer av elektrolysörer. Återbetalningstider räknades fram från investeringskostnader och elkostnadsbesparingar för dessa beräkningsfall.

Slutsatserna från dessa analyser visar på att återbetalningstiden för flexibilitetsinvesteringar starkt korrelerar med prisskillnader i de simulerade elprisscenarierna. Elprisscenarier med lägre prisvariationer (till exempel på grund av att det redan investerats i flexibilitet i dessa scenarier) leder till längre återbetalningstider.

Analyserna belyser att flexibilitetsdimensionering måste göras utifrån vätgasanläggningarnas specifika förutsättningarna såsom geografisk placering (olika priser i olika elområden) samt lagerstorlek och nominell kapacitet på elektrolysören som först och främst anpassas till anläggningsägarens behov. Tillkommande investeringar i flexibilitet utöver dessa behov måste dimensioneras noggrant för att maximera lönsamheten då det kan finnas stora skillnader i lönsamheten av olika flexibilitetsinvesteringar.

I denna rapport har ett tiotal elprisscenarier analyserats. Analyserna visar att det finns en stor osäkerhet kring återbetalningstid som härstammar från osäkerheten för hur framtida elpriser kommer att se ut. Framtida elpriser beror på andra aktörers agerande, såsom investeringar i elproduktion, elektrifiering samt investeringar i flexibilitet av andra aktörer. Är flexibilitetsinvesteringar lönsamma för en viss aktör så är de förmodligen även lönsamma för andra aktörer, vilket kan leda till en kannibaliseringseffekt som skulle dämpa elprisvariationerna och därmed sänka lönsamheten. Detta utgör en risk som måste vägas in i investeringsbeslut för flexibilitetsinvesteringar.

Modellen användes för att sätta ett värde på att vara fullt flexibelt gentemot elpriserna (dvs när hela flexibiliteten kan användas för att sänka elkostnaderna såsom det gjorts i denna rapport). Detta kan sedan användas för att uppskatta nyttan av olika riskminimeringsstrategier om denna fulla exponering mot elprisvariationerna bedöms vara för stor (i dessa strategier ingår till exempel prissäkring). Detta har inte gjorts i denna rapport och föreslås utforskas i uppföljande projekt.

De simuleringar som är genomförda i detta arbetspaket med LRC-lager som lagringsmetod visar att återbetalningstiden för investeringen är relativt kort, detta i relation till industrins horisont samt livslängden på investeringen. För systemet med LRC-lager är det för alla elprisscenarios som tagits fram i AP1 mest lönsamt att investera i ett femdygnslager och den optimala överkapaciteten på

elektrolysören för alla scenarios är 25 % eftersom i- och urladdningskapaciteterna med LRC-lager är begränsande faktorer. Eftersom den mest lönsamma utformning på vätgasanläggningen alltid är detsamma oavsett elprisscenario och återbetalningstiden för alla elprisscenarier är relativt kort är riskerna för denna investering lägre än för investeringen med tank-lager.

Ett LRC-lager kräver ett relativt stort vätgasbehov, vilket inte alltid är fallet för de aktörer som behöver vätgas. För att få ett tillräckligt stort aggregerat vätgasbehov som motiverar ett LRC-lager och även erhålla bättre möjligheter för att de geologiska förutsättningarna skall finnas för att kunna etablera ett LRC-lager bör detta kombineras med en infrastruktur för att kunna transportera vätgasen och på det sättet knyta ihop flera aktörers vätgasbehov men även aktörer som producerar vätgas och på det sättet erhålla skalfördelar. Den tillkommande kostnaden för en vätgasinfrastuktur har inte analyserats i denna rapport men föreslås utforskas i uppföljande projekt. I det fall en enskild aktör har ett så stort vätgasbehov att ett LRC-lager är motiverat är det de geologiska förutsättningarna som sätter begränsningarna för att om det skall vara möjligt att realisera.

Även om investeringen i flexibilitet är motiverad ur ett lönsamhetsperspektiv så innebär det inte att det är industrin som tar investeringen. Det är möjligt att industrin väljer bort hela investeringen i vätgasanläggningen eftersom den är förknippad med höga kostnader och lång återbetalningstid. Vätgasbehovet inom industrin antas fortsatt finnas men alternativet att köpa vätgasen från annan aktör eller att komplettera befintlig vätgasanläggning med CCS är möjliga alternativ för industrin. Investeringen behöver även vägas mot andra typer av investeringar industrin kan ta och vilken återbetalningstid den investeringen har. Vad dessa andra investeringar kan vara är väldigt aktörsspecifikt och har inte analyserats i denna rapport men utgångspunkten är att industrin har en begränsad summa pengar att lägga på investeringar.

Möjligheten och viljan för andra aktörer, än industrin, att investera i vätgasflexibilitet behöver utvärderas efter deras specifika förutsättning och beakta deras krav på lönsamhet, återbetalningstid, risknivå, etc. Investeringen kan komma att påverka andra delar i aktörens portfölj och även ge skalfördelar för andra vätgasprojekt som aktören har och dessa bör också värderas i investeringskalkylen.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar kantas av många osäkerhetsfaktorer som påverkar den faktiska lönsamheten. Flexibilitetsinvesteringar som kan verka lönsamma på elsystemnivå kan visa sig inte vara det för de aktörer som ska göra dem. Därmed finns det en risk att de flexibilitetsinvesteringar som identifieras som optimala på systemnivå inte realiseras. Det är därför av yttersta vikt att analyser på systemnivå kompletteras med aktörsspecifika lönsamhetsanalyser för att utforma ändamålsenliga incitament som främjar den flexibilitet som behövs för att nå de uppsatta klimatmålen på ett kostnadseffektivt sätt.

## 7 Referenslista

- Edvall Maria, Eriksson Lina, Rosén Sofia, 2022, "Flexibel vätgasproduktion," RISE Research Institutes of Sweden, Göteborg.
- Perstorp och Uniper, "Project Air", <https://projectair.se/en/about-the-partners/>, besökt 2023-09-24.
- Renström, J., Unger, T., Hagberg, M., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv. Energiforsk, Stockholm.
- Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., Krönert, F., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader. Energiforsk, Stockholm.
- Svenska kraftnät, 2021, "Långsiktig marknadsanalys 2021".
- Vattenfall, "St1", <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vagen-mot-ett-fossilfritt-liv/minska-industrins-koldioxidutslapp/st1>, besökt 2023-09-24
- Vattenfall, " Vattenfall och Preem ska undersöka storskalig utfasning av fossila bränslen med hjälp av havsbaserad vindkraft och vätgas", <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2022/vattenfall-och-preem-ska-undersoka-storskalig-utfasning-av-fossila-branslen-med-hjalp-av-havsbaserad-vindkraft-och-vatgas>, besökt 2023-09-24

# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – ANALYS UR AKTÖRSPERSPEKTIV

Flexibilitetsinvesteringar i vätgasanläggningar kantas av många osäkerhetsfaktorer som påverkar den faktiska lönsamheten. Flexibilitetsinvesteringar som kan verka lönsamma på elsystemnivå kan visa sig inte vara det för de aktörer som ska göra dem. Därmed finns det en risk att de flexibilitetsinvesteringar som identifieras som optimala på systemnivå inte realiseras. Det är därför av yttersta vikt att analyser på systemnivå kompletteras med aktörsspecifika lönsamhetsanalyser för att utforma ändamålsenliga incitament som främjar den flexibilitet som behövs för att nå de uppsatta klimatmålen på ett kostnadseffektivt sätt.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).

