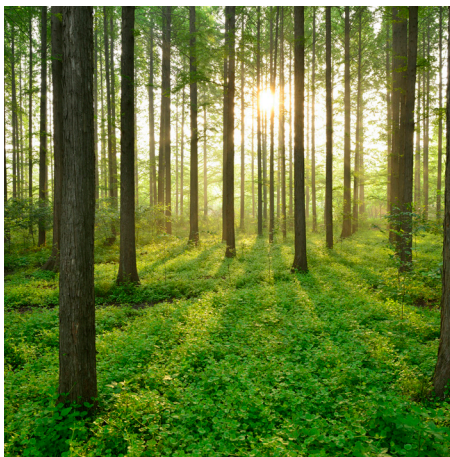


# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – ANALYS UR ENERGISYSTEMPERSPEKTIV

RAPPORT 2024:996



VÄTGASENS ROLL I ENERGI- OCH  
KLIMATOMSTÄLLNINGEN



# Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys ur energisystemperspektiv

JULIA RENSTRÖM, THOMAS UNGER  
MARTIN HAGBERG, PROFU

ISBN 978-91-7673-996-9 | © Energiforsk februari 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | 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 (denna rapport), AP2 Analys av stödtjänstmarknader, samt AP3 Analys ur aktörsperspektiv. 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, Krafringen, 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

**I denna rapport analyseras möjligheterna för vätgas som en flexibel resurs i elsystemet utifrån ett systemperspektiv. Rapporten utgör en delrapportering inom projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem" inom ramen för Energiforsks forskningsprogram "Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen". Det övergripande syftet med projektet att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet.**

Studien ansätter ett systemperspektiv och använder kvantitativa energisystemanalytiska modeller som stöd för analysen. Genom beräkningsfall med kontrasterande förutsättningar studeras möjligheterna för vätgas som en flexibel resurs i el- och energisystemet granskas. Analyserna fokuserar på Sverige men som en del i det nordeuropeiska energisystemet. För att analysera såväl den långsiktiga utvecklingen av vätgas som en del av energisystemet som den kortsiktiga dynamiken mellan vätgas- och elsystem, så används två kompletterande energisystemmodeller i analysen: TIMES-Nordic och EPOD.

Resultaten visar att flexibel användning av elektrolysörer för vätgasproduktion har, i kombination med vätgaslager och ett framtida industriellt vätgasbehov (som i analysen antas vara konstant över året), stora möjligheter att på ett kostnadseffektivt sätt dämpa effektbehovet vid elpristoppar och på så sätt bidra till systemets effektbalans. Tillämpning av flexibel vätgasproduktion ger minskade eltillförselkostnader och under många förutsättningar lägre systemkostnader. Potentialen för detta alternativ beror av flera faktorer, bland annat storlek på underliggande vätgasbehov, andel väderberoende kraftproduktion och tillgång till annan flexibilitet i systemet.

Möjlighet till lönsamhet för vätgasbaserad elproduktion (från elektrolysbaserad vätgas) förutsätter i hög utsträckning en betydande andel variabel elproduktion, stora vätgaslager och begränsade förutsättningar för annan flexibilitet. I projektets modellscenarier blir vätgasbaserad elproduktion sällan ett kostnadseffektivt alternativ, men i något högre utsträckning i kontinentala Europa än i Sverige. Detta då andelen väderberoende elproduktion i till exempel Tyskland bedöms bli mycket hög och tillgång till annan flexibel elproduktion som exempelvis vattenkraft är låg. Eventuella möjligheter till intäkter från stödtjänstmarknader inkluderas inte i analysen (varken för vätgas eller för konkurrerande alternativ).

Energilagring i batterier är ett alternativ till vätgaslagring. Modellanalysen tyder på att batterier konkurrerar med vätgaslagring vad gäller att bemöta kortsiktiga flexibilitetsbehov (på timnivå/inom dygn). Samtidigt kan batterier och vätgaslagring komplettera varandra genom att hantera flexibilitetsbehov på olika tidshorisonter: batterier kan, i större utsträckning, hantera kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov (dagar och upp till säsongsvis lagring).

Resultaten belyser även att en mer omfattande introduktion av vätgaslagring och annan energilagring kan ge en betydande påverkan på elmarknaden. Energilager innebär en utjämnande effekt på elpriset över tid då eluttaget från nätet minskar vid högpristimmar och ökar vid lågpristimmar. Likaså fås en utjämnande priset effekt mellan elprisområden. Den utjämnande priset effekten får i sin tur konsekvenser för olika kraftslags intjäningsförmåga. Exempelvis kraftvärme, som i hög utsträckning producerar el vid högpristimmar, tenderar att få en lägre genomsnittlig intäkt i ett system med lager. Effekten för exempelvis sol, som framför allt producerar el vid lågpristimmar, är generellt är den motsatta.

## Nyckelord

Vätgas, elsystem, energilager, flexibilitet, system, modell, scenarioanalys

## Summary

**In this report, the possibilities for hydrogen as a flexible resource in the electricity system are analyzed from a system perspective. The report constitutes a partial report within the project "Hydrogen for a balanced electricity system" within the framework of Energiforsk's research program "The role of hydrogen in the energy and climate transition". The overall aim of the project to evaluate how hydrogen can affect the electricity system and, in competition with other alternatives, contribute with flexibility.**

The study adopts a systems perspective and uses quantitative energy system analytical models to support the analysis. Through calculation cases with contrasting conditions, the possibilities for hydrogen as a flexible resource in the electricity and energy system are examined. The analyzes focus on Sweden, but as part of the Northern European energy system. In order to analyze both the long-term development of hydrogen as part of the energy system and the short-term dynamics between hydrogen and electricity systems, two complementary energy system models are used in the analysis: TIMES-Nordic and EPOD.

The results show that flexible use of electrolysers for hydrogen production, in combination with hydrogen storage and a future industrial hydrogen demand (which in the analysis is assumed to be constant over the year), has great potential to cost-effectively reduce the power demand during electricity price peaks and thus contribute to the system's capacity balance. Application of flexible hydrogen production results in reduced electricity supply costs and, under many conditions, lower system costs. The potential for this option depends on several factors, including size of underlying hydrogen demand, proportion of weather-dependent power production and access to other flexibility in the system.

The possibility of profitability for hydrogen-based electricity production (from electrolysis-based hydrogen) largely requires a significant proportion of variable electricity production, large hydrogen storage and limited possibilities for other flexibility. In the project's model scenarios, hydrogen-based electricity production rarely becomes a cost-effective alternative, but to a somewhat greater extent in continental Europe than in Sweden. This is because the proportion of weather-dependent electricity production in, for example, Germany is estimated to be very high and access to other flexible electricity production, such as hydropower, is low. Any revenue opportunities from ancillary service markets are not included in the analysis (neither for hydrogen nor for competing alternatives).

Energy storage in batteries is an alternative to hydrogen storage. The model analysis suggests that batteries compete with hydrogen storage in meeting short-term flexibility needs (hourly/within 24 hours). At the same time, batteries and hydrogen storage can complement each other by handling flexibility needs on different time horizons: batteries can, to a greater extent, handle short-term needs and hydrogen storage more long-term needs (days and up to seasonal storage).

The results also highlight that a more extensive introduction of hydrogen storage and other energy storage can have a significant impact on the electricity market. Energy storage means a leveling effect on the electricity price over time, as the electricity drawn from the grid decreases during high price hours and increases during low price hours. Likewise, a leveling price effect is obtained between electricity price areas. The leveling price effect in turn has consequences for the earning capacity of different types of power. For instance, cogeneration, which primarily produces electricity during high price hours, tends to experience a lower average revenue in a system with storage. Conversely, solar electricity, which generates power mostly during low price hours, generally sees the opposite effect.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>10</b>
1.1	Bakgrund och syfte	10
1.2	Fokus och avgränsningar	11
<b>2</b>	<b>Metod och modeller</b>	<b>12</b>
2.1	Energisystemmodeller	12
2.1.1	Två kompletterande modellansatser	12
2.1.2	TIMES-Nordic: långsiktig utveckling av energisystemet	13
2.1.3	EPOD: detaljerad produktionsoptimering	15
2.1.4	Modellernas vätgasrepresentation	15
2.2	Scenarioförutsättningar och beräkningsfall	18
2.2.1	Omvärldsförutsättningar	18
2.2.2	Huvudscenarier	20
2.2.3	Industriell vätgasefterfrågan	21
2.2.4	Känslighetsanalyser	22
<b>3</b>	<b>Resultat</b>	<b>25</b>
3.1	Elsystemets utveckling	25
3.2	Vätgasflexibilitet genom flexibel vätgasproduktion	27
3.2.1	Utbyggnad av energilager i huvudscenarier	27
3.2.2	Hur körs elektrolysörerna?	30
3.2.3	Hur körs vätgaslagren?	35
3.3	Påverkan på kostnadseffektiviteten av vätgasflexibilitet	37
3.3.1	Systemkostnader	37
3.3.2	Förnybar elproduktion och koldioxidutsläpp	38
3.4	Påverkan på elpris och kraftslagens intjäningsförmåga	40
3.4.1	Elprispåverkan av energilager	40
3.4.2	Kraftslags intjäningsförmåga	43
3.5	Vätgasflexibilitet i konkurrens med batterier	46
3.6	Kopplingen mellan el- och vätgaspriser	49
3.6.1	Vätgasproduktions lokaliseringens påverkan på elpriserna	51
3.7	Förutsättningar för vätgasbaserad elproduktion (Power-to-gas to power)	54
3.7.1	Förutsättningar i andra regioner	56
3.7.2	Hur kan lönsamheten förbättras?	57
3.8	Fjärrvärme och vätgas	58
3.8.1	Spillvärmeutnyttjande från vätgasproduktion	58
3.8.2	Påverkan växthusgasutsläpp	63
3.8.3	Påverkan på systemkostnader och priser	64
3.8.4	Vätgas som bränsle för fjärrvärme	66
<b>4</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>67</b>
<b>5</b>	<b>Referenslista</b>	<b>71</b>



# 1 Inledning

**I denna rapport analyseras möjligheterna för vätgas som en flexibel resurs i elsystemet utifrån ett systemperspektiv. Rapporten utgör en delrapportering inom projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem".**

## 1.1 BAKGRUND OCH SYFTE

Vätgas förväntas ha stor potential som en flexibel resurs. Elektrolysörerna som används vid vätgastillverkning kan i sig bidra med flexibilitet för elsystemet beroende på hur de körs. Vätgas har potential att lagras under längre tid och i stora volymer och kan utgöra komplement till batterier och annan lagringsteknik med kortare lagringshorisont. I ett framtida system med högre andel variabel, förnybar elproduktion kommer effektutmaningar relaterade till både överskotts- och underskottssituationer att uppstå. Här kan vätgasen tänkas fylla en viktig roll som energilagring.

Vätgas som en balanserande resurs kan ses utifrån flera tidsperspektiv; från balansering mellan olika år och säsonger, via balansering på vecko-, dags- och timbasis, till den kontinuerliga balanseringen och stabiliseringen av elkraftsystemet genom stödtjänster. Flexibilitet kopplat till vätgasapplikationer kan bidra till systemets effektbalans och energibalans såväl som balansering av frekvensen i elnätet. Bidrag till systemets energibalans kan i detta sammanhang innebära en ökad överensstämmelse mellan elproduktion och efterfrågan genom minskat spill från väderberoende elproduktion som till exempel vindkraft.

Projektet "Vätgas för ett balanserat elsystem" genomförs av Profu, Sweco och RISE. Projektet är en del av Energiforsks forskningsprogram "Vätgasens roll i energi- och klimatomställningen". Det övergripande syftet med projektet är att utvärdera hur vätgas kan påverka elsystemet och, i konkurrens med andra alternativ, bidra med flexibilitet. Projektet omfattar tre delprojekt (AP 1: Analys ur energisystemperspektiv; AP2: Analys av stödtjänstmarknader; AP3: Analys ur aktörsperspektiv). De övergripande resultaten och slutsatserna för projektet som helhet presenteras i rapporten "Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport" (Hagberg m.fl., 2024).

Denna rapport utgör redovisningen för delprojekt AP1. Här analyseras möjligheterna för vätgas som en flexibel resurs i energisystemet utifrån ett systemperspektiv. Flexibilitet analyseras här, för ett framtida system med hög andel variabel kraft, utifrån ett tidsperspektiv från säsong till timnivå och med utgångspunkt i de förutsättningar som ges av elpriserna på dagenföremarknaden. Balansering av elsystemet syftar i denna rapport framför allt på systemets energi- och effektbalans snarare än balansering av frekvensen i elnätet (vilket behandlas i projektets AP2, se Roupe m.fl., 2024).

Frågeställningar som delprojektet behandlar inkluderar:

- Hur kan vätgas utgöra en flexibel resurs i elsystemet och dämpa effekterna av ansträngda perioder för elbalansen? Genom flexibel användning av elektrolysörer? Genom vätgasbaserad elproduktion?
- Vad blir elpriskonsekvenserna av en omfattande utbyggnad av vätgastillämpningar och vätgaslagring?
- Hur ser förutsättningarna ut för vätgaslagring i förhållande till andra flexibilitetsmöjligheter som till exempel batterilagring? Hur påverkar olika förutsättningar gällande elproduktionsmix?
- Vilka blir elpriskonsekvenserna av olika alternativ och val på de fyra svenska elområdena, utifrån lokalisering av elproduktion och -efterfrågan?
- Hur påverkas fjärrvärmeproduktionens sammansättning av restvärmeutnyttjande från vätgasproduktionen och, potentiellt, vätgas som bränsle?
- Fokus och avgränsningar

Studien fokuserar på hur elsystemet kan påverkas av en ökad produktion och användning av vätgas, och vätgasens förmåga att bidra med flexibilitet till elsystemet. Analysen fokuserar på vätgasproduktion via elektrolys. Andra produktionsalternativ för vätgas inkluderas inte i studien.

Användningen av vätgas producerad med elektrolys väntas öka kraftigt i Sverige under kommande decennier. En stor del av detta förväntas komma att användas inom industrisektorn, och i mindre utsträckning i andra sektorer. I denna studie analyseras elsystempåverkan (och -samverkan) av vätgasproduktion som sker för att möta en över året konstant efterfrågan av vätgas, vilket kan antas vara representativt för ett industriellt vätgasbehov.

I projektet undersöks utveckling av vätgasens koppling till elsystemet från idag till år 2050 genom modellanalys. Särskilt fokus läggs vid hur vätgas kan påverka elsystemet och potentiellt bidra med flexibilitet under ett framtida år runt tiden för 2035, där elsystempåverkan analyseras på timbasis.

Studien gör ingen egen bedömning av hur stort det framtida behovet av elektrolysbaserad vätgas sannolikt kan bli, utan undersöker i stället konsekvenser för elsystemet givet ett visst framtida behov. De framtida nivåer för elektrolysbaserad vätgasanvändning som ansätts i analysen bygger i stället på externa källor och scenarier.

## 2 Metod och modeller

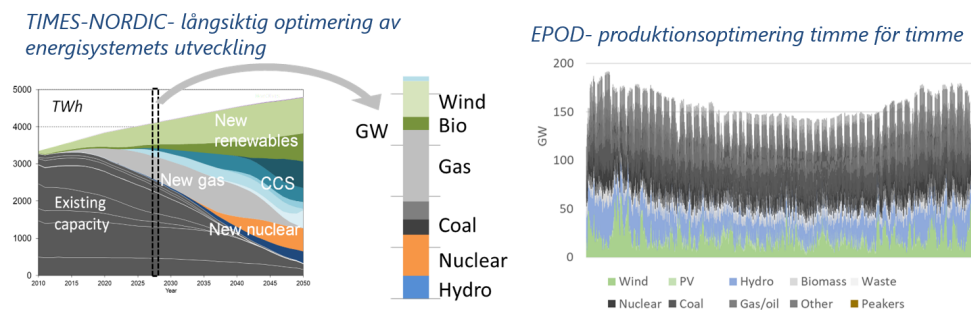
Detta arbete ansätter ett systemperspektiv och använder kvantitativa energisystemanalytiska modeller som stöd för analysen. Genom att använda kontrasterande scenario- och beräkningsförutsättningar i olika beräkningsfall kan förutsättningarna för vätgas som en flexibel resurs i el- och energisystemet analyseras och belysas.

### 2.1 ENERGISYSTEMMODELLER

#### 2.1.1 Två kompletterande modellansatser

Modellerna som nyttjas i analyserna bygger på omfattande beskrivningar av hela energisystemet där vätgasinфраstruktur är en del. Analyserna fokuserar på Sverige, men som en del i det Nordeuropeiska energisystemet. Potentialen för olika utvecklingsvägar för vätgas kan således utvärderas i en kontext av omkringliggande energisystem med möjliga synergier och konkurrerande alternativ.

För att kunna analysera såväl den långsiktiga utvecklingen av vätgasinфраstruktur i energisystemet som den kortsiktiga dynamiken mellan vätgas- och elsystem, så används två kompletterande modeller för scenarioanalyserna: TIMES-Nordic och EPOD. TIMES-Nordic är en investeringsmodell som bygger upp ett kostnadsoptimalt energisystem, utifrån givna indataförutsättningar, för perioden 2005–2050 (historiska data nyttjas fram t.o.m. 2020). Det resulterande energisystemets sammansättning (såsom produktions- och transmissionskapaciteter) för ett valt år under tidsperioden kan sedan användas som indata till EPOD-modellen (se Figur 1). EPOD är en produktionsoptimeringsmodell som möjliggör detaljerade analyser av energisystemdynamiken i Nordeuropa timme för timme för ett valt år.



Figur 1. Två kompletterande modeller: TIMES-Nordic (vänster) och EPOD (höger). Resultat från TIMES-Nordic avseende bl.a. produktionskapacitet av olika energislag, transmissionskapacitet och bränslepriser för ett valt år nyttjas som indata till EPOD för att i detalj analysera optimal produktionsmix för elsystemet i Nordeuropa samt fjärrvärmesystemet i Sverige timme för timme för det valda året.

Modellerna innehåller detaljerade beskrivningar av det sammankopplade energisystemet i Nordeuropa. Under projektet har även beskrivningar av vätgasinfrastruktur för produktion, lagring och användning i modellerna vidareutvecklats och förbättrats. Tillsammans kan modellerna visa på en systemekonomiskt optimal utveckling av energisystemet kopplat till olika utvecklingsvägar för vätgasinfrastruktur såväl på lång sikt som genom kortsiktig påverkan på systemet dynamik.

Deltagande på stödtjänstmarknader kan potentiellt vara ett alternativ för vätgasapplikationer, se Roupe m.fl., 2014. Potentiella intäkter för tillhandahållande av stödtjänster hanteras emellertid inte i här använda modeller, varken för vätgas eller för konkurrerande alternativ.

### 2.1.2 TIMES-Nordic: långsiktig utveckling av energisystemet

TIMES-Nordic är en applikation av den internationellt väl etablerade modellgeneratoren TIMES som handhas av IEA:s program för energisystemanalys ETSAP<sup>1</sup>. TIMES-Nordic har använts och vidareutvecklats under många år och är en etablerad modell för scenarioanalyser av det nordeuropeiska energisystemets utveckling<sup>2</sup>.

TIMES-Nordic beskriver det nordeuropeiska energisystemet med särskilt fokus på Sverige, där alla delar av energisystemet representeras. Vidare inkluderar modellen en representation av de stationära energisystemen (dvs ej transportsektorn) i Norge, Finland och Danmark. Modellen omfattar även elproduktion och elförbrukning samt en aggregerad beskrivning av fjärrvärmesystemen i Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen.

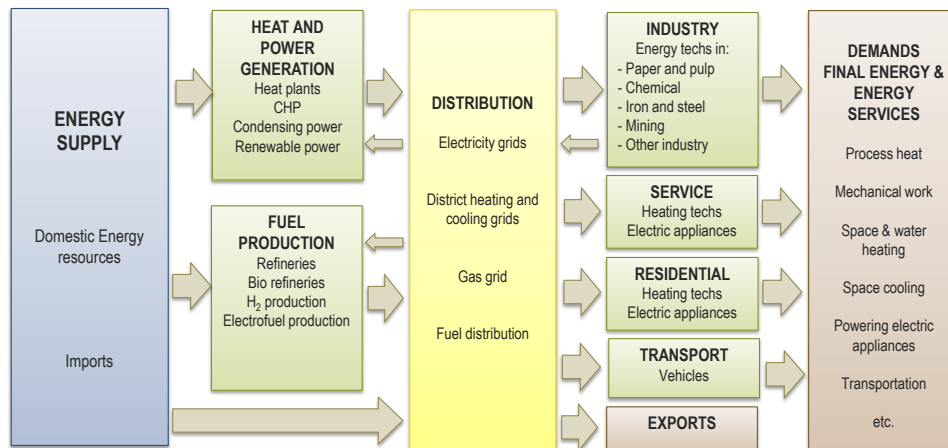
Figur 2 ger en schematisk överblick över modellbeskrivningen av det svenska energisystemet. Som figuren visar inkluderas hela kedjan från tillförsel (import och inhemsk utvinning) av energiresurser, via energiomvandling i el- och värmeproduktion och förädling/raffinering av primära energiresurser till exempelvis biodrivmedel, till slutlig energianvändning i industri, hushåll, service och transport. Modellen inkluderar tidsperioden från 2005 till 2050.

Modellmässigt kan TIMES-Nordic beskrivas som en dynamisk linjärprogrammeringsmodell som optimerar det tekniska energisystemets utveckling under den studerade perioden, utifrån (1) en bestämd målfunktion (i detta fall utgörs målfunktionen av en minimering av systemkostnaden) (2) prognoser eller framskrivningar för utvecklingen i systemets omvärld och (3) bestämda rand- och bivillkor. Modellen optimerar hela systemet samtidigt och för hela den studerade perioden, varför den kan identifiera samordningsvinster mellan olika delar av systemet. TIMES-Nordic kan vidare kategoriseras som en partiell jämviktsmodell, i den mening att endast energimarknaderna representeras

<sup>1</sup> Energy Technology Systems Analysis Program, <https://iea-etsap.org/>

<sup>2</sup> TIMES-Nordic har använts och kontinuerligt utvecklats under ett flertal år. Den har använts i en lång rad projekt, tex forskningsprojekt såsom NEPP och Pathways, samt återkommande i analyser åt bl.a. Energimyndigheten (tex. underlag till Energimyndighetens långsiktiga scenarier för energisystemet) och Naturvårdsverket.

i modellen (i kontrast till allmänna jämviktsmodeller som representerar hela ekonomin men i regel med en betydligt enklare beskrivning av energimarknaderna). Det är också en "bottom-up"-modell, i den mening att modellen är uppbyggd kring en beskrivning av det tekniska energisystemets egenskaper och ingående tekniker, processer och energiflöden.



Figur 2. Schematisk bild över ingående delar i beskrivningen av det svenska energisystemet i TIMES-Nordic.

Modellen byggs upp av en relativt stor mängd indata. Genom att variera utvalda indata mellan modellkörningar skapas olika scenarier eller modellfall. För tillförselsidan i energisystemet inkluderar indata till modellen exempelvis importpriser för olika energibärare, kostnader för utvinning inhemska energiresurser, såväl som eventuella begränsningar kopplat till denna tillförsel (till exempel gällande tillförsel av bioråvara). För ingående tekniker (el- och värmeproduktion, drivmedelsproduktion, fordon med mera) så beskrivs teknoekonomiska egenskaper som till exempel investeringskostnader, driftskostnader, och omvandlingseffektivitet. För energisystemets efterfrågesida ges som indata projektioner för efterfrågan på energi eller energitjänster för den modellerade tidsperioden. Det inkluderar bland annat utvecklingen av uppvärmningsbehov för byggnader och transportbehov i transportsektorn. Styrmedel som till exempel energiskatter och utsläppspriser (EU ETS) är också viktiga indata till modellen.

I en modellkörning genererar TIMES-Nordic den, under indataförutsättningarna, mest kostnadseffektiva utvecklingen av hela det nordeuropeiska energisystemet. Utvecklingen av delsystem såsom elsystem och fjärrvärmesystem generas, liksom tillhörande systemkostnader och emissioner av koldioxid från hela och delar av systemet. Resultaten innefattar även bland annat elhandel mellan länder, priser på olika marknader (tex. elpriser), investeringar i nya anläggningar och val av energislag för olika tillämpningar.

Som beskrivits har TIMES-Nordic en stor omfattning avseende exempelvis ingående sektorer, länder, energitekniker och modellerad tidsperiod. Detta möjliggörs av en i flera avseenden förhållandevis aggregerad beskrivning av ingående system. Detta gäller bland annat avseende geografisk upplösning inom länder, där Sverige exempelvis hanteras som bara ett elområde, och tidsupplösning inom ett modellår, där ett år delas upp tolv tidssteg (fördelade på olika säsonger och tider på dygnet). För detaljerade analyser över energisystemets

dynamik inom året och för att bättre fånga geografiska aspekter inom landet, till exempel kopplat till elsystemets överföringsbegränsningar, nyttjas de båda modellerna EPOD och TIMES-Nordic med fördel komplementärt.

### 2.1.3 EPOD: detaljerad produktionsoptimering

EPOD-modellen (European POver Dispatch) är resultatet av ett mångårigt forskningssamarbete mellan Chalmers och Profu. Med EPOD analyseras kraftproduktionen i detalj, timme för timme, för ett givet år och för en given geografisk systemgräns. Modellen lämpar sig särskilt väl för analys av den ökande variabiliteten på elmarknaden som en konsekvens av utbyggnaden av förnybar elproduktion, liksom hur detta påverkas av olika typer av flexibilitetsmöjligheter (batterier, vätgaslager, användarflexibilitet etc.).

EPOD har en Nordeuropeisk systemgräns, där länderna i modellbeskrivningen är indelade i prisområden. Typiska beräkningsresultat inkluderar elproduktion per timme (bränsleslag samt region), koldioxidemissioner, elhandel mellan länder eller regioner och marginalkostnader för att producera el i de olika regionerna. EPOD innehåller även en detaljerad beskrivning av ca 30 svenska fjärrvärmesystem "panna för panna" (fångar ca 70% de svenska fjärrvärmeleveranserna), samt ett antal sammanslagna system för resterande fjärr- och kraftvärmeproduktion. Andra sektorer än el- och fjärrvärmesektorerna representeras inte i modellen (utöver beskrivning av deras efterfrågan på el- och fjärrvärme).

Liksom TIMES-Nordic kan EPOD kategoriseras som en linjärprogrammeringsmodell som optimerar det modellerade systemet genom kostnadsminimering. På liknande sätt är det också en partiell jämviktsmodell med en "bottom-up"-ansats. Tekno-ekonomiska data för det modellerade systemets tekniker och processer utgör därför centrala modellindata. Detta inkluderar till exempel driftskostnader, verkningsgrader, start- och dellastkostnader samt eventuella begränsningar i tillgänglighet. Även bränslepriser och styrmedel såsom EU ETS-pris och energiskatter utgör viktiga indata.

En modellkörning genererar typiskt sett den, under modellförutsättningarna, kostnadsoptimala produktionsordningen för i systemets anläggningar och därtill kopplade resultat som exempelvis el- och fjärrvärmepriser, koldioxidutsläpp och systemkostnader. Modellen har också möjlighet att, på liknande sätt som TIMES-Nordic, köras med investeringsmöjligheter för utvalda tekniker i systemet (till skillnad från TIMES-Nordic öppnas investeringsmöjligheter i EPOD normalt sett endast upp för ett mindre antal tekniker åt gången). I detta fall blir också investerade kapaciteter för de aktuella teknikerna ett resultat av modellkörningen.

### 2.1.4 Modellernas vätgasrepresentation

Under projektets gång har modellernas representation av vätgassystem utvecklats, såsom produktion med elektrolys för nyttjande i exempelvis industri eller för att åter producera el med vätgasdrivna gasturbiner. Även flera olika typer av vätgaslager har inkluderat. Att beskrivningen av vätgasinfrastruktur i modellerna relaterat till övriga energisystemet möjliggör analys av olika roller för vätgas, exempelvis behov av topplast eller reservkraft (detta framför allt med modellen

EPOD med dess höga tidsupplösning) samt vad olika sammansättning av vätgasinfrastruktur i olika delar av energisystemet ger för systemeffekter och systemnytta.

Som beskrivits i föregående avsnitt utnyttjas TIMES-Nordic för att generera utvecklingsscenarier för det nordeuropeiska energisystemet, från idag till år 2050. Modellen investerar i de energitekniker som, under de givna förutsättningarna, ger den lägsta systemkostnaden. Detta gäller även vätgastekniker, där modellen (givet en industriell vätgasefterfrågan) ges möjlighet att investera i kapacitet för elektrolysörer, vätgaslager och vätgasbaserad elproduktion. Eventuella vätgasinvesteringar görs i konkurrens med andra alternativ, som till exempel annan flexibel elproduktion eller stationära batterilager.

EPOD möjliggör detaljerade analyser med hög tidsupplösning av de framtida energisystem som genererats med hjälp av TIMES-Nordic. Därutöver kan även EPOD nyttjas till analyser för specifika investeringsmöjligheter, och under projektet har sådana möjligheter för vätgasinfrastruktur utvecklats i modellen. Det är därmed möjligt för EPOD att, om så bedöms kostnadsoptimalt, investera i ytterligare vätgasproduktion, lager eller vätgasdrivna gasturbiner. Denna möjlighet har i studien nyttjats för att göra känslighetsanalyser av projektets huvudscenarier.

Tabell 1, Tabell 2 och Tabell 3 redogör för antagna modellindata för vätgasbaserade tekniker. Tabell 1 visar antaganden för elektrolys, Tabell 2 för vätgaslager och Tabell 3 för vätgasdrivna gasturbiner. För jämförelse visas även antagna data för stationära batterilager i Tabell 4. Data i tabellerna antas vara representativa för år 2035 som är studiens huvudsakliga analysår. Den sammanställning av energiteknikdata som regelbundet uppdateras av den danska Energistyrelsen i samarbete med Energinet<sup>3</sup> utgör här en viktig källa för antagandena (DEA, 2017/2021; 2018/2020; 2016/2022). Detta inte minst gällande data kring elektrolysörer, vätgastank ovan mark och gasturbiner. För bergrumslagring, i så kallad "Lined Rock Cavern" (LRC), saknas till stor del information i denna källa och i huvudsak andra källor har använts: Papadias & Ahluwalia (2021), Andersson & Grönkvist (2021) och Lord m.fl. (2014). I modellerna används en investeringskalkylränta på 6% för i tabellerna redovisade tekniker.

Studien fokuserar på elektrolysproducerad vätgas. Andra typer av vätgasproduktion inkluderas inte. I Tabell 1 ges antagna data för elektrolysörer av typen Polymer Exchange Membrane (PEM) och Alkaline (ALK). Studiens huvudsakliga analys (med EPOD-modellen) baseras på de data som återges för PEM. De skillnader mellan olika elektrolysrörtyper som kopplar till bland annat upprampningshastighet och möjlighet att bistå med stödtjänster fångas inte med aktuella modeller (men utreds i andra delar av projektet, se rapport från AP2 (Roupe m.fl., 2024). Cellstacken antas behöva bytas ut under elektrolysörens livslängd, vilket antas kosta 30% av den initiala investeringskostnaden (DEA, 2017/2021). Detta inkluderas i beräkningarna som en extra fast kostnad per år.

Två typer av vätgaslager inkluderas i analysen: tanklager för att beskriva möjligheter med mer kortsiktig lagring (timmar till dagar) och ett bergrumslager

<sup>3</sup> <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>

(LRC) för att undersöka möjligheter med vätgaslagring över längre tid (timmar till månader). LRC-lager är av en betydligt större skala än tanklager och har en mycket lägre specifik investeringskostnad. För tanklager blir kompressorkostnaden också av stor betydelse för energilagrets totalkostnad. För LRC-fallet är kompressorn liten i förhållande till lagerstorleken, och kompressorkostnaden får därför mindre inverkan på den totala investeringen. För LRC-fallet finns betydande begränsningar för hur fort lagret kan fyllas och tömmas, vilket inte är fallet för tanklagret. Begränsningarna för LRC i detta avseende uppges relatera till begränsningar i möjliga tryckförändringshastigheter (Andersson & Grönkvist, 2021; Kruck m.fl., 2013).

För att analysera möjligheter med flexibilitet från elproduktion med elektrolytproducerad vätgas, så kallad "Power to Gas to Power" (P2G2P), inkluderas i analysen med EPOD kraftverk med enkel gasturbincykel av typen "Open Cycle Gas Turbine"(OCGT) samt kraftverk med kombicykel (CCGT). TIMES-Nordic, men inte EPOD, inkluderar även vätgasdrivna bränsleceller för elproduktion. Det antas således att det i framtiden kommer att finnas dedikerade vätgas-gasturbiner på marknaden. Möjligheten till gasturbiner som kan drivas med olika typer av bränslen analyseras inte. Möjligheter till sektorskoppling genom att nyttja spillvärme från gasturbiner i fjärrvärmenät inkluderas i en känslighetsanalys men inte i grundfallen.

**Tabell 1: Antagna modellindata för elektrolytprocesser för år 2035 (dagens penningvärde). I EPOD-modelleringar inkluderas endast PEM. Baserat på DEA (2017, uppdaterad 2021)**

		ALK	PEM
Verkningsgrad, vätgas (per insatt el) <sup>1)</sup>	[%]	70	67
Verkningsgrad, värme (per insatt el) <sup>2)</sup>	[%]	15	18
Investeringskostnad	[EUR/kW <sub>e</sub> ]	375	550
Drift- och underhållskostnad	[% av INV per år]	2	2
Kostnad för utbyte av cellstack <sup>3)</sup>	[% av INV per år]	1,5	3,8

1) Avser det effektiva värmeverdets (Lower Heating Value, LHV)

2) För vissa av de modellerade fallen antas elektrolysörer placeras så att restvärmeproduktion kan utnyttjas i fjärrvärmenät.

3) Den tekniska livslängden för cellstack antas vara 100 000 h för ALK och 50 000 h för PEM. Utbyteskostnaden för cellstack antas motsvara 30% av total investeringskostnad. Antaganden baseras på DEA (2017, uppdaterad 2021)



**Tabell 2: Antagna modellindata för vätgaslagring för år 2035 (dagens penningvärde). Baserat på DEA (2018, uppdaterad 2020); Papadias & Ahluwalia (2021); Andersson & Grönkvist (2021); Lord m.fl. (2014)**

		Tank	LRC
El till kompression (200 bar)	[MWh <sub>e</sub> /ton vätgas]	1	1
Förluster vid i- och urladdning	[%]	1	0,1
Förluster under lagring	[%]	0	0
Iladdningskapacitet	[% av lagerstorlek per timme]	ca 10-30 <sup>1)</sup>	0,2
Urladdningskapacitet	[% av lagerstorlek per timme]	100 <sup>2)</sup>	0,6
Investeringskostnad, kompressor	[EUR/kW <sub>H2</sub> ]	141	141
Investeringskostnad, lager	[kEUR/MWh_lagerkapacitet]	12,4	1,6
Drift- och underhållskostnad	[% av INV per år]	1,5	1,5

- 1) Exempel på storleksordning. Antas bero av relation mellan kompressorstorlek och lagerstorlek.
- 2) Praktiska svårigheter att helt tömma gaslager, samt att alternativa dimensioneringar är möjliga, bortses ifrån i modelleringen.

**Tabell 3: Antagna modellindata för vätgasdrivna gasturbiner (enkel cykel, OCGT, respektive kombicykel, CCGT) för år 2035. Baserat på DEA (2016, uppdaterad 2022)**

		OCGT	CCGT
Verkningsgrad, el <sup>1)</sup>	[%]	42	60
Investeringskostnad (INV)	[EUR/kW <sub>e</sub> ]	427	900
Drift- och underhållskostnad, fast	[% av INV per år]	1,8	1,8
Drift- och underhållskostnad, rörlig	[EUR/MWh <sub>e</sub> ]	4,5	8,0

- 1) Avser det effektiva värmevärdet (Lower Heating Value, LHV)

**Tabell 4: Antagna modellindata för stationära batterilager av typen litium-jon för år 2035. Baserat på DEA (2018, uppdaterad 2022)**

		Batteri
Verkningsgrad, iladdning	[%]	98
Verkningsgrad, urladdning	[%]	94
Investeringskostnad energikomponent (INV)	[EUR/kWh]	118
Investeringskostnad effektkomponent	[EUR/kW]	130
Drift- och underhållskostnad, fast	[% av INV per år]	0,5
Drift- och underhållskostnad, rörlig	[EUR/MWh]	1,8

## 2.2 SCENARIOFÖRUTSÄTTNINGAR OCH BERÄKNINGSFALL

### 2.2.1 Omvärldsförutsättningar

Scenarierna som modelleras har alla en kontext av omfattande elektrifiering i industri- och transportsektorn i Sverige och Nordeuropa. Det antas att den klimatpolitik som förs i Europa fortsätter på liknande sätt som idag med höga klimatambitioner och stigande priser på utsläpp av koldioxid. Som en följd får vi en utveckling i det nordeuropeiska elsystemet med en växande andel förnybar elproduktion liksom andel variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft.

Tillgången till samt kommersialisering av olika typer av flexibilitetsåtgärder utgör en viktig parameter i scenarierna. Användningen av vätgas från elektrolys antas öka kraftigt och bli en viktig energibärare och insatsvara i den svenska industrin, särskilt inom järn- och stålsektorn.

Scenarioförutsättningar och dataunderlag som nyttjats för att ta fram projektets referensscenario (se avsnitt 2.3 nedan) är i stora delar likt förutsättningarna inom Energimyndighetens scenario som har använts för klimatrapporering till EU-kommissionen 2023 och beskrivits i Energimyndighetens ”Scenarier för Sveriges energisystem 2023” (Energimyndigheten, 2023)<sup>4</sup>. Förutsättningar avseende efterfrågan på energi- och energitjänster i industri samt bostäder- och servicesektorn är exempel där Energimyndighets scenario ligger till grund för detta projekts analys. Likaså överensstämmer övervägande delen av tekno-ekonomiska data för energiomvandlingsprocesser, potentialer för olika typer av kraftslag (till exempel utbudskurvor för vindkraft och solkraft) och styrmedelsförutsättningar (exklusive EU-ETS priser, se nedan). Samstämmigheten grundar sig i att TIMES-Nordic-modellen används även i Energimyndighetens scenarioarbete. För en genomgång av nämnda förutsättningar hänvisas därför till Energimyndighetens publikation.

På några punkter skiljer sig förutsättningarna gentemot förutsättningarna i Energimyndighetens scenario. Detta gäller antagna framtida fossilbränslepriser liksom framtida EU-ETS priser. Likaså skiljer sig förutsättningar för transportsektorn något mot Energimyndighetens scenario. I denna analys nyttjas TIMES-Nordic-modellens transportmodul för att generera transportsektorns utveckling, vilket inte görs i Energimyndighetens arbete. Betydelsen av denna skillnad för projektets frågeställningar är emellertid begränsad.

Tabell 5 redovisar de fossilbränslepriser och EU-ETS-priser som har använts i modellberäkningarna. Nivåerna antas vara representativa för ett scenario som går mot nuvarande klimatpolitisk uppfyllelse inom Sverige och EU. Även globalt antas en omfattande reduktion av växthusgasutsläpp, dock inte i nivå med Parisavtalet. Närliggande är IEA:s scenario ”Announced pledges” (se till exempel IEA, 2023). På kort sikt baseras prisantagandena på terminsmarknadens förväntningar (så som det såg ut december 2022).

**Tabell 5: Fossilbränslepriser och EU ETS som används i modellanalyserna. Priserna anges 2021 års penningvärde. Antaganden baseras på terminsmarknaderna (fram till december 2022), IEA-scenarier (enligt text) samt egna analyser.**

		2025	2035	2045
Råolja	USD/fat	80	70	65
Tung eldningsolja	SEK/MWh	466	412	384
Lätt eldningsolja	SEK/MWh	623	562	531
Naturgas	SEK/MWh	720	300	260
Stenkol	SEK/MWh	250	100	72
EU ETS	EUR/t CO <sub>2</sub>	90	140	185

<sup>4</sup> Aktuellt scenario benämns i den rapporten ”Lägre elektrifiering” men är i själva verket ett scenario med en kraftig elektrifiering i jämförelse med dagens situation. Scenariobenämningen används som kontrast till scenariot ”Högre elektrifiering” som betecknar en utveckling med ännu högre elektrifieringsgrad. (Energimyndigheten, 2023)

## 2.2.2 Huvudscenarier

Fem huvudscenarier har tagits fram för att undersöka hur vätgas kan påverka elsystemet och eventuellt bidra med flexibilitet i framtiden beroende på olika vägval och förutsättningar. Till dessa scenarier har ett flertal ytterligare beräkningsfall/känslighetsanalyser gjorts för att vidare utreda vätgasens potentiella påverkan på och samverkan med energisystemet.

Huvudscenarierna kallas "Referens", "Inga lager", "Inga lager – mer elkapacitet", "Mer vätgas" samt "Mer kärnkraft". Referensscenariot bygger på en kostnadsoptimal utveckling av framtidens energisystem i Nordeuropa under de omvärldsförutsättningar som specificeras i avsnitt 2.2.1 ovan. Övriga scenarier bygger på samma omvärldsförutsättningar som i referensscenariot, fast med ytterligare villkor och begränsningar. Omvärldsförutsättningarna för de fem huvudscenarierna sammanfattas i Tabell 6.

Utifrån förutsättningarna som sammanfattas i Tabell 6 modelleras utvecklingen av energisystemet i Nordeuropa från idag till år 2050 med TIMES-Nordic. Vissa modellresultat för år 2035, så som elproduktionskapaciteter och bränslepriser, nyttjas därefter som indata till EPOD-modellen, där elsystemets dynamik och körmönster för det valda året analyseras timme för timme.

**Tabell 6: Förutsättningar för projektets fem huvudscenarier**

Scenario	Förutsättningar
Referens	Höga klimatambitioner politiskt, hög andel variabel, förnybar kraft i elsystemet, tillgång till många flexibilitetsåtgärder. Bygger på Energimyndighetens scenario "Lägre elektrifiering" (Energimyndigheten, 2023).
Inga lager	Samma förutsättningar som i "Referens" men utan tillgång till flexibilitetsåtgärder med batterier eller vätgaslager i elsystemet. Elsystemet har samma produktionskapacitet som i Referens.
Inga lager – mer elkapacitet	Samma förutsättningar som i "Referens" men utan tillgång till flexibilitetsåtgärder med batterier eller vätgaslager i elsystemet. I stället tillåts modellen kompensera för avsaknaden av lagerflexibilitet med investeringar i ytterligare elproduktionskapacitet i systemet.
Mer vätgas	Samma förutsättningar som i "Referens" men med högre efterfrågan på vätgas producerad med elektrolys. Vätgasefterfrågan baseras för Sverige på Energimyndighetens scenario "Högre elektrifiering" (Energimyndigheten, 2023).
Mer kärnkraft	Samma förutsättningar som i "Referens" fast med en intvingad ytterligare kärnkraftskapacitet om minst 1,2 GW till år 2035.

De valda beräkningsfallen syftar till att sammantaget ge underlag för analysen och belysa vätgasens förutsättningar som flexibilitetsresurs. Den i projektet centrala frågan om hur vätgasflexibilitet och energilager påverkar elsystemet kan ställas på åtminstone två olika sätt:

1. För ett givet framtida system undersöks energisystempåverkan med respektive utan energilager på plats.

- a. *Fördel*: det blir en tydlig koppling mellan orsak-verkan (med/utan energilager).
  - b. *Nackdel*: fallet utan energilager leder till ansträngningar som systemet egentligen inte är anpassat för.
2. Två olika utvecklingsvägar som genererar två olika framtida energisystem där det ena är anpassat efter tillgång på energilager och det andra är anpassat till en värld utan möjlighet att nyttja energilager.
- a. *Fördel*: en mer realistisk beskrivning av ett system och en utveckling med och utan energilager.
  - b. *Nackdel*: orsak-verkan-sambandet blir mer komplext eftersom energilager i sig påverkar investeringarna i omkringliggande system. På samma sätt utvecklas systemet i en annan riktning om energilager exkluderas som en option.

I denna studie representerar scenarierna utan energilager dessa två vägval, där scenariot "Inga lager" beskrivs av alternativ 1 ovan och "Inga lager – mer elkapacitet" representeras av alternativ 2. Dessa kan jämföras med referensscenariot för att tillsammans svara på hur elsystemet påverkas av energilager.

"Mer vätgas" avser att tillsammans med "Referens" belysa effekterna av olika nivåer av vätgasefterfrågan för vätgasflexibilitetens möjligheter. "Mer kärnkraft" avser att tillföra ytterligare underlag för att förstå det omgivande elsystemets betydelse för vätgasflexibilitetens förutsättningar, där andel variabel respektive planerbar kraftproduktion är en betydande faktor.

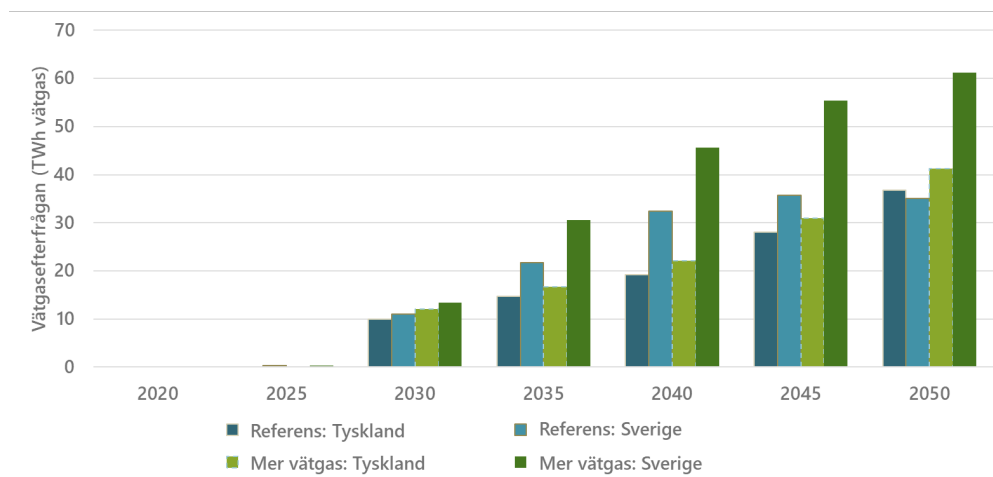
### 2.2.3 Industriell vätgasefterfrågan

Efterfrågan på (elektrolytproducerad) vätgas, till annan användning än elproduktion, är exogen indata till modelleringen. Denna antas vara lika stor i samtliga modellerade fall förutom i scenariot "Mer vätgas". Antagna värden för utveckling av vätgasefterfrågan i Sverige och Tyskland visas i Figur 3. Vätgasefterfrågan antas ha en rak efterfrågeprofil över året, vilket antas vara representativt för behov inom industrin.

Antagna efterfrågenivåer baseras för Sverige på Energimyndighetens långsiktiga scenarier (Energimyndigheten, 2023). För Tyskland baseras efterfrågenivåerna på scenarier från ENTSO-E. Relationen i vätgasefterfrågan mellan Sverige och Tyskland bygger således på olika källor och är sannolikt delvis ett resultat av olika tillvägagångssätt och ingångsvärden. Som framgår gör studien ingen egen bedömning eller analys av hur stort det framtida behovet av elektrolytproducerad vätgas är sannolikt att bli, utan nivåerna används istället som bas för studiens analys om vätgasflexibilitetens potentiella och konsekvenser för elsystemet.

Utöver beskriven antagen industriell vätgasefterfrågan kan, i de investeringsmodelleringar som görs, även system för vätgasproduktion för elproduktion investeras i (så kallad "power-to-gas-to-power"). Eventuella

investeringar i denna typ av system ger således en vätgasefterfrågan utöver de exogent antagna nivåerna i Figur 3.



Figur 3. Antagen vätgasefterfrågan i Sverige och Tyskland under olika år. Referens-nivåerna används i samtliga scenarier utom "Mer vätgas".

#### 2.2.4 Känslighetsanalyser

För att vidare analysera hur specifika parametrar påverkar vätgasens koppling till elsystemet och potentiella flexibilitetsbidrag har ett antal känslighetsanalyser gjorts. Känslighetsanalyserna har utförts genom förändring av specifika randvillkor eller indata till EPOD-modellen. Därigenom har förändringens påverkan på dynamiken i ett framtida energisystem kunnat analyseras i detalj.

Tre känslighetsanalyser har utförts för att närmare studera den påverkan som olika typer av flexibilitet har på det modellerade elsystemet. Den grundläggande modellansatsen för dessa tre analyser har varit huvudscenariot "Inga lager", det vill säga samma modellscenario som "Referens" fast utan tillgång till flexibilitet i form av batterier eller vätgaslager och överkapacitet i elektrolysörer. Därefter har EPOD tillåtit att själv investera i olika typer av flexibilitet i de tre känslighetsfallen:

- *Investering batterier*: investeringar tillåtna i batterilager
- *Investering vätgasflex*: investeringar tillåtna i vätgasflexibilitet (överkapacitet i elektrolysörer, vätgaslager samt vätgaseldade gasturbiner)
- *Investering batterier & vätgasflex*: investeringar tillåtna i batterilager och vätgasflexibilitet (samma som ovan)

De två sistnämnda fallen har gjorts dels med endast OCGT tillgängligt som investeringsalternativ, dels med OCGT och CCGT tillgängligt som investeringsalternativ (samtidigt).

En känslighetsanalys har också gjorts för att undersöka hur elsystemet påverkas av tillgång till mycket stor vätgasflexibilitet i form av tillgänglig överkapacitet i elektrolysörer samt stora lager. Den grundläggande modellansatsen för analysen är Referensscenariot, fast med ytterligare vätgaskapacitet.

- Mer vätgasflex: Kapaciteten i samtliga för elsystemet tillgängliga elektrolysörer är dubbelt så stor som i referensscenariot, och kapacitet i tillgängliga vätgaslager är fem gånger så stort som i referensscenariot.

Ytterligare två känslighetsanalyser har genomförts för att utreda hur lokalisering av vätgasproduktion i olika delar av Sverige påverkar elsystemet. Den grundläggande modellansatsen för dessa två analyser är referensscenariot. Den sammanlagda antagna framtida efterfrågan på vätgas i Sverige är lika stor i de två känslighetsanalyserna som i referensscenariot, men utspritt mellan Sveriges elområden baserat på olika antaganden. På motsvarande sätt har mängden produktions- och lagringskapacitet som totalt förekommer i Sverige i referensscenariot spritts ut över landet. I referensscenariot baseras lokaliseringen av vätgasefterfrågan på annonserade (före hösten 2022<sup>5</sup>) industrisatsningar där elektrolysproducerad vätgas väntas nyttjas. I de två känslighetsanalyserna baseras vätgasefterfrågans lokalisering på följande:

- *Vätgas prop. mot elbehov*: vätgasefterfrågan sprids mellan Sveriges elområden proportionellt mot övrigt elbehov (dvs elbehov utöver det som krävs för att producera vätgas via elektrolys)
- *Vätgas prop. mot VRE*: vätgasefterfrågan sprids mellan Sveriges elområden proportionellt mot tillgänglig elproduktion från variabel förnybar kraft.

I Tabell 7 kvantifieras hur efterfrågan på vätgas för modellåret 2035 har spritts ut över Sveriges elprisområden för de två känslighetsanalyserna respektive referensscenariot.

**Tabell 7. Fördelning av antagen vätgasefterfrågan i Sveriges fyra elområden (TWh vätgas, % av totalt behov)**

Scenario	SE	SE1	SE2	SE3	SE4
Referens	22 TWh, 100%	16 TWh, 73%	1,4 TWh, 6%	4,0 TWh, 19%	0,4 TWh, 2%
Vätgas prop. mot elbehov	22 TWh, 100%	3,5 TWh, 16%	2,4 TWh, 11%	12,4 TWh, 57%	3,4 TWh, 16%
Vätgas prop. mot VRE	22 TWh, 100%	3,9 TWh, 18%	7,6 TWh, 35%	6,7 TWh, 31%	3,4 TWh, 16%

Känslighetsanalyser har också genomförts för att närmare undersöka vätgasproduktionens påverkan på fjärrvärmesystemen i Sverige. Den grundläggande modellansatsen för analysen är referensscenariot, där den totala efterfrågan på vätgas i alla svenska elområden är desamma som i referensscenariot. I analysen har EPOD-modellens optimering fått sprida ut produktionen av vätgas till olika fjärrvärmenät inom respektive elområde för att möjliggöra ett för systemet kostnadsoptimalt spillvärmeutnyttjande.

<sup>5</sup> IEA. Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. 2021. Ytterligare källor har nyttjats för information om specifika projekt, men detta är den främsta som nyttjats för översikt.

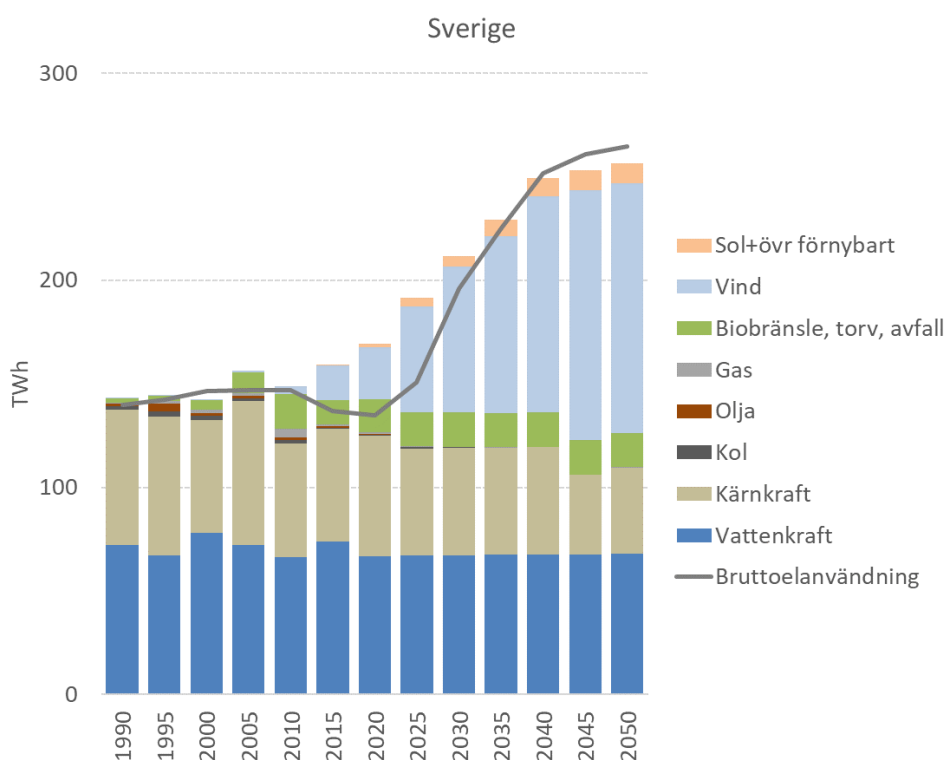
- *Vätgas, koppling till fjärrvärme:* Vätgasproduktionen i Sveriges fyra elområden sprids med modellens hjälput på specifika fjärrvärmenät i respektive elområde där spillvärme från elektrolysörer kan nyttjas som fjärrvärme.
- *Investering batterier & vätgasflex, koppling till fjärrvärme:* Vätgasproduktionen i Sveriges fyra elområden sprids med modellens hjälp ut på specifika fjärrvärmenät i respektive elområde där spillvärme från elektrolysörer och vätgaseldade gasturbiner (OCGT och CCGT) kan nyttjas för fjärrvärme. Investeringar är dessutom tillåtna i batterilager och vätgasflexibilitet (på samma sätt som beskrivet för scenariot "Investering batterier & vätgasflex").

### 3 Resultat

I detta kapitel redovisas och analyseras studiens modellresultat. Ökad användning och produktion av vätgas via elektrolys kraftigt bidrar till ökad efterfrågan på el i Sverige och Nordeuropa under kommande decennier. Resultaten visar bland annat att kostnader för utveckling och drift av energisystemet som helhet ökar med ökad vätgasefterfrågan, men kan dämpas något med hjälp av flexibel användning av elektrolysörer och energilagrar, samt att vätgasflexibilitet kan ge en betydande påverkan på elmarknaden.

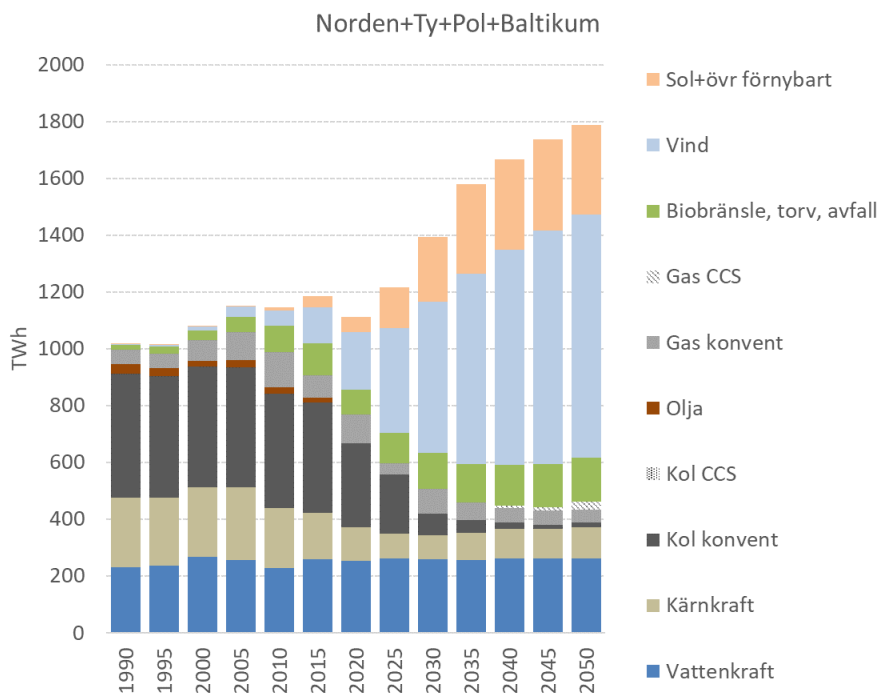
#### 3.1 ELSYSTEMETS UTVECKLING

Efterfrågan på vätgas för industriella behov bidrar till ett kraftigt ökat elbehov i Sverige och Nordeuropa under den modellerade perioden (2020–2050). För att möta efterfrågan på el byggs stora mängder elproduktionskapacitet ut, där väderberoende kapacitet får särskilt stort genomslag. Antagen ambitiös klimatpolitisk inriktning med höga priser på koldioxidutsläpp bidrar till att användning av fossila bränslen i Nordeuropa kraftigt reduceras (se Figur 4 och Figur 5).



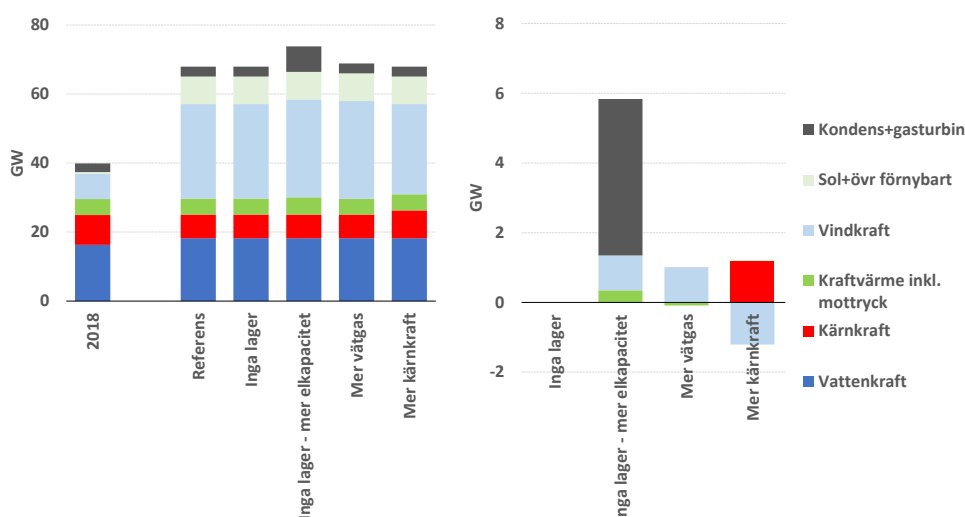
Figur 4. Utvecklingen av Sveriges elproduktion perioden 1990-2015 (historisk data) och 2020-2050 (modellresultat från TIMES-Nordic modellen) i referensscenariot.





Figur 5. Utvecklingen av Nordeuropas (Norden, Tyskland, Polen och Baltikum) elproduktion perioden 1990-2015 (historisk data) och 2020-2050 (modellresultat från TIMES-Nordic modellen) i referensscenariot.

Utvecklingen av det modellerade Nordeuropeiska energisystemet skiljer sig mellan de fem huvudscenarierna beroende på olika modellförutsättningar (se avsnitt 2.3). Figur 6 visar den installerade elproduktionskapaciteten i Sverige år 2035 jämfört med 2018 (a) samt skillnader i installerad elproduktionskapacitet samma år mellan referensscenariot och de övriga fyra huvudscenarierna.



Figur 6. Elproduktionskapacitet (till vänster) samt skillnad i elproduktionskapacitet jämfört Referens (till höger) i modellerade huvudscenarier. Elproduktionskapaciteterna gäller för Sverige år 2035 och är modellresultat från TIMES-Nordic.

Referensscenariot och scenariot "Inga lager" har samma installerade elproduktionskapacitet (se Figur 6). Modellen har i dessa fall gjort investeringar i

energisystemets utveckling under förutsättningen att investeringar i batterilager och vätgasflexibilitet är möjligt. I fallet "Inga lager" har därefter installerad lagringskapacitet för dessa tekniker avlägsnats från systemet utan att modellen fått möjlighet att revidera energisystemets sammansättning. Detta innebär att elsystemet i scenariot "Inga lager" utsätts för en betydligt mer ansträngd situation för att möta efterfrågan än i referensscenariot. I kontrast till detta så tillåts modellen i scenariot "Inga lager – mer elkapacitet" att investera i elproduktionskapacitet under förutsättningen att det inte finns någon möjlighet att investera i vätgas- eller batterilager. Tillsammans kan dessa två sätt att beskriva möjliga framtida energisystem utan tillgång till elsystemflexibilitet via energilager nyttjas för att analysera hur energilager påverkar elsystemet (se vidare i avsnitt 3.4).

I Figur 6 blir det tydligt att betydligt mer elproduktionskapacitet, särskilt flexibel produktion via kondensverk och gasturbiner, investeras i när elsystemets utveckling sker under förutsättningen att det inte finns några energilager (scenario "Inga lager – mer elkapacitet"). Modellanalysen indikerar således att investeringar i energilager innebär ett lägre behov av elproduktionskapacitet i elsystemet.

Figur 6 visar också på ytterligare behov av elproduktionskapacitet i energisystemet när efterfrågan på elektrolytproducerad vätgas ökar, som i fallet "Mer vätgas". Särskilt ökar kapaciteten för vindkraftsproduktion i detta scenario.

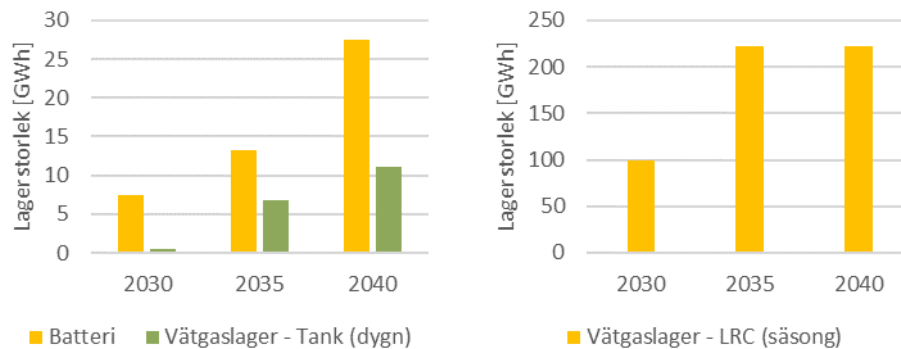
I scenariot "Mer kärnkraft" har ytterligare elproduktionskapacitet från kärnkraft, utöver den nivå som modellen från ett tekno-ekonomiskt perspektiv finner kostnadseffektivt i referensscenariot, lagts in i systemet. Den ökade elproduktionen från kärnkraft resulterar i att investeringar i vindkraftskapacitet hamnar på en lägre nivå än i referensscenariot, då den ytterligare kärnkraftskapaciteten minskar behovet av vindkraftskapacitet.

Inget av grundscenarierna uppvisar någon investering i vätgasbaserad elproduktion (TIMES-Nordic inkluderar investeringsalternativ för enkel gasturbincykel, gaskombikraftverk samt bränslecellsbaserade kraftverk, se avsnitt 2.1.4). Förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion analyseras vidare med alternativa modellkörningar med EPOD-modellen, se avsnitt 3.7 och 3.8.4.

## 3.2 VÄTGASFLEXIBILITET GENOM FLEXIBEL VÄTGASPRODUKTION

### 3.2.1 Utbyggnad av energilager i huvudscenarier

Vätgaslager i kombination med en överkapacitet i elektrolysörer möjliggör en flexibel elanvändning vid vätgasproduktion – elanvändning till vätgasproduktionen kan minskas vid höga elpriser (lager förser då vätgasefterfrågan) och öka vid låga elpriser (lager fylls på). I referensscenariot byggs elsystemflexibilitet ut i form av överkapacitet i elektrolysörer och vätgaslager såväl som stationära batterier. Installerad lagerkapacitet för utbyggda lagertyper i Sverige under några modellerade år visas i Figur 7.



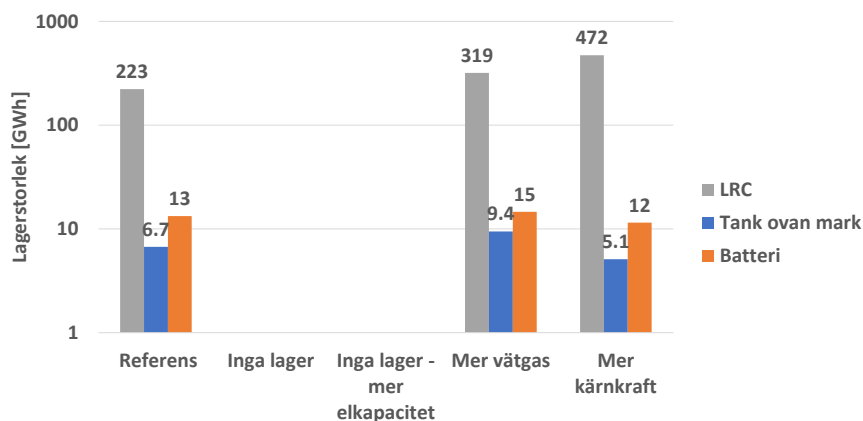
**Figur 7. Modellerad utbyggnad av batterilager och tanklager för vätgas (till vänster) samt av LRC-lager för vätgas (till höger) i Sverige under åren 2030 – 2040 för referensscenariot.**

Stationära batterilager kopplade till elsystemet har en liknande utnyttjningsprofil som ett tanklager för vätgas, där båda kan laddas i och ur flera gånger under ett dygn. Dessa lagertyper kan således konkurrera om liknande typ av flexibilitetsbehov. Samtidigt sker investeringar i båda lagertyperna (batterier och tanklager för vätgas) i modellresultaten (Figur 7). Detta då förutsättningarna för batterier respektive tanklager kan se olika ut i olika delar av systemet (till exempel avseende tillgången till vätgas).

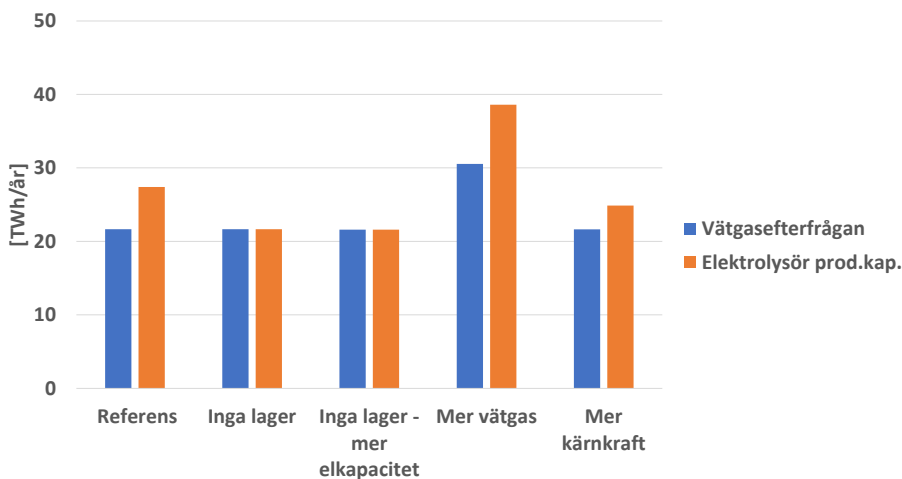
När efterfrågan på vätgas är låg, som är fallet år 2030, får vätgasflexibilitet i form av överkapacitet i elektrolysörer samt tanklager för vätgas mycket litet genomslag. I stället är här batterier dominerande för den kortsiktiga elsystemflexibiliteten (Figur 7, till vänster). Viss överkapacitet i elektrolysörer investeras ändå i år 2030, men denna nyttjas främst för att ladda LRC-lager, vilka i högre utsträckning lagrar vätgas över längre tidsperioder (mellan säsonger på året) (Figur 7, till höger). LRC-lagret kan emellertid även nyttjas för att bidra med kortsiktig balansering till elsystemet genom att tillåta urladdning även under sommarsäsongen (se avsnitt 3.2.3).

När efterfrågan på vätgas ökar efter år 2030 blir kortsiktig balansering (på timnivå) från flexibel användning av elektrolysörer och tanklager ett mer kostnadseffektivt alternativ än tidigare, samtidigt som investeringar i batterier fortfarande utgör en viktig del av flexibilitetsinvesteringarna. Den allt större andelen variabel kraftproduktion, och de elprisvariationer som detta medför, bidrar över tid till ett generellt ökande behov av flexibilitet i form av energilager systemet. Den relativa fördelningen mellan olika typer av energilager är resultatet av en komplex samverkan mellan faktorer som den relativa kostnaden för olika energilager, vätgasefterfrågans storlek och variationer i elpris på kortare sikt (timmar/dagar) respektive på längre sikt (säsongsvisa variationer).

Tillgången på energilager i form av batterier och vätgaslager utvecklas också olika i de fem huvudscenarierna, vilket visas i Figur 8. För att möjliggöra flexibel användning av elektrolysörerna krävs en överkapacitet i produktionskapacitet gentemot vätgasbehovet, se Figur 9.



Figur 8. Investerad kapacitet för energilager i form av batterier, tanklager för vätgas samt LRC-lager för vätgas i de fem huvudscenarierna i Sverige år 2035.



Figur 9. Vätgasefterfrågan och installerad produktionskapacitet för elektrolysörer i de fem huvudscenarierna i Sverige år 2035.

I Figur 8 framgår, som tidigare nämnts, att inga investeringar i flexibilitet via batteri- eller vätgaslager är möjliga i scenarierna utan energilager ("Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet"). I dessa fall investeras det således inte heller i någon överkapacitet i elektrolysörerna, utan installerad kapacitet motsvarar vätgasbehovet (Figur 9).

Figur 8 visar att ett ökat behov av elektrolysproducerad vätgas till industrin leder till utbyggnad av alla undersökta lagertyper ("Mer vätgas" i jämförelse med "Referens"). Ökningen i kapacitet för tanklager och LRC-lager är i paritet med ökningen i vätgasbehov – ca 40% ökning av såväl vätgasbehov som lagerkapacitet för tank och LRC i jämförelse med referensscenariot. Ökningen i batterikapacitet är mindre än ökningen i vätgaslagerkapacitet – ca 10% ökning i jämförelse med referensscenariot. Ökningen i batterikapacitet är dock större än ökningen i total efterfrågan, vilket kan förklaras av att det ökande elbehovet leder till en större andel variabel elproduktion (se Figur 6 i tidigare avsnitt).

I Figur 8 framgår även att införande av mer planerbar elproduktionskapacitet i form av kärnkraft till systemet minskar behovet av flexibilitet på tim- till dygnsnivå då den kortsiktiga elprisvariationen är mindre ("Mer kärnkraft" i jämförelse med "Referens"). Samtidigt ökar den installerade effekten av säsongslager för vätgas jämfört med i referensscenariot då det minskade behovet av kortsiktig flexibilitet frigör vätgasresurser till att hantera säsongsvisa variationer.

Sammanfattningsvis visar resultaten att det finns en direkt konkurrens mellan energilagring som jobbar mot samma typ av flexibilitetsbehov, såsom vätgastankar och batterier. Likaså finns det en konkurrenssituation mellan energilagring som använder sig av samma typ av (begränsad) energiresurs, såsom olika typer av vätgaslager (tank och LRC). Som en följd finns det även en indirekt koppling mellan batterilagring och LRC-lager. Exempelvis kan förbättrade förutsättningar för batterilagring innebära försämrade förutsättningar för vätgastanklagring, vilket i sin tur kan "frigöra vätgasresurser" och ger mer utrymme för LRC-lagring.

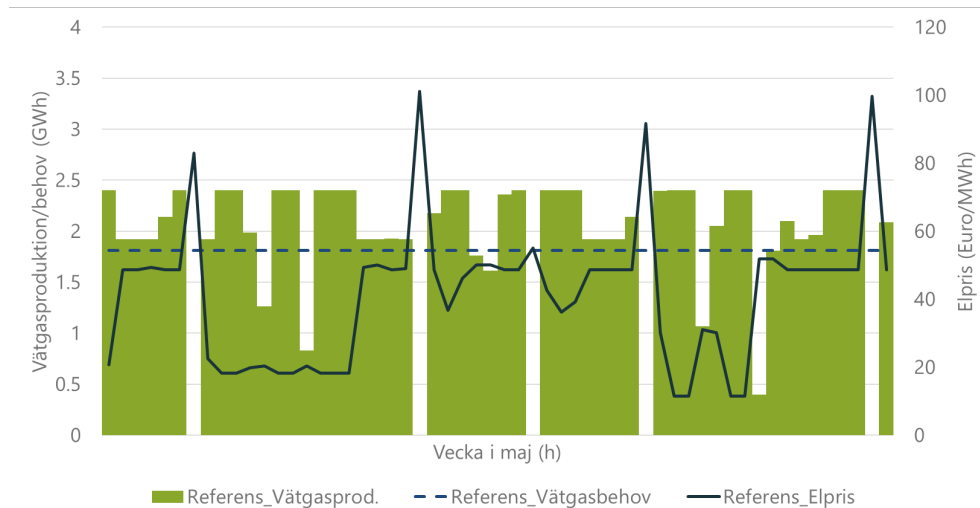
Modellanalyserna visar också att de kostnadsoptimala investeringsnivåerna för olika typer av energilagring är förhållandevis känsligt för variationer i beräkningsförutsättningar. Här kan också nämnas att exempelvis antagna investeringskostnader för LRC-lager är osäkra. Det är därmed vanskligt att dra slutsatser om framtida "optimala" investeringsnivåer för olika typer av energilagring.

### 3.2.2 Hur körs elektrolysörerna?

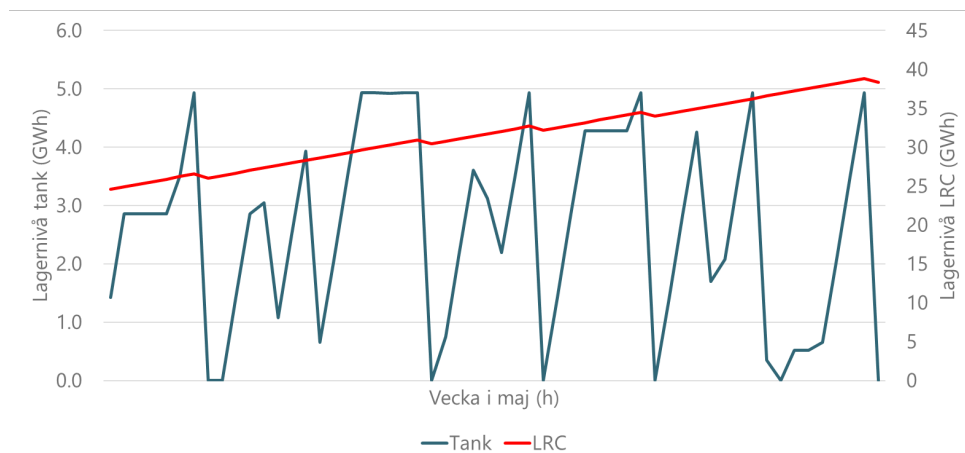
Vätgasflexibiliteten som modellerats nyttjas för att hålla nere de totala driftskostnaderna i det nordeuropeiska elsystemet. Detta görs genom att mer vätgas än den momentana industriella efterfrågan (vilken modelleras som ett konstant behov) produceras i tillgänglig överkapacitet i elektrolysörer under timmar på året då det finns god tillgång på billig el i systemet. Överskottet på vätgas lagras i olika typer av vätgaslager, tank eller LRC, för att sedan nyttjas för att möta det industriella vätgasbehovet under timmar då elpriset är högt och elektrolysörerna kan gå ner i effekt eller stängas av (även möjligheten att nyttja lagrad vätgas för elproduktion i vätgaseldade gasturbiner undersökts, se mer om detta i avsnitt 3.7). I Figur 10 visas hur vätgasproduktionen i SE1 varierar med elpriset under en vecka i maj för modellår 2035 i referensscenariot.

I Figur 10 framgår att tillgänglig elektrolysrkapacitet i det analyserade elprisområdet används för att producera mer vätgas under timmar då elpriset är förhållandevis lågt och mindre eller ingen vätgas när elpriset är högre. Elektrolysören körs emellertid inte på full kapacitet under alla lågpristimmar. Detta beror på att det under vissa timmar inte finns tillräcklig kapacitet i tillgängliga vätgaslager för att lagra ytterligare överproduktion, vilket i sin tur beror på begränsningar i lagerstorlek och i möjlig i-laddningshastighet. Vidare så kan det under vissa tillfällen finnas möjlighet att fylla lagret under senare tillfällen till en lägre kostnad. I detta fall finns både tanklagerkapacitet och LRC-lagerkapacitet i systemet. Tanklagerkapaciteten (som är på ca 5 GWh) medger snabba i- och urladdningar vilket återspeglas i vätgasproduktionens körmönster - under aktuell vecka genomförs motsvarande 7,5 fulla lagercykler. LRC-lagret har

under samma vecka ett nettoinflöde av vätgas (ca 14 GWh) vilket senare används under vintersäsongen. Hur lagernivån för tank respektive LRC i systemet förändras under samma vecka i maj som i Figur 10 visas i Figur 11.



**Figur 10. Vätgasproduktion via elektrolysörer samt industriellt vätgasbehov i Referensscenariot i SE1 under en vecka i maj 2035. Även elpris inkluderas i figuren (sekundär axel).**

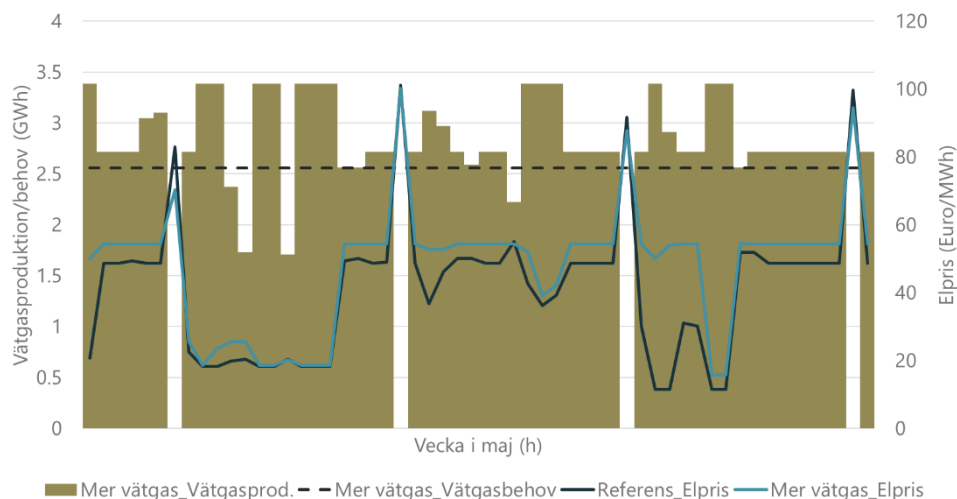


**Figur 11. Lagernivå för ett tank- respektive LRC-lager (sekundär axel) för vätgas under en vecka i maj 2035 i SE1 för referensscenariot. Tanklagerkapaciteten är 5 GWh och kapaciteten i LRC-lagret är 163 GWh.**

Körmönstret för elektrolysörer som visas i Figur 10 är liknande under många av årets veckor i samtliga elområden, men varierar beroende på elpriset samt tillgänglig kapacitet i elektrolysörer och vätgaslager. Drivkrafterna bakom elektrolysörernas driftsmönster är oavsett desamma, det vill säga att undvika vätgasproduktion under timmar då elkostnaden är hög så långt det är ekonomiskt gynnsamt.

I Figur 12 visas körmonster för elektrolysörkapaciteten i SE1 under samma vecka i maj 2035 (som i Figur 10) för "Mer vätgas". För jämförelse ses också elpriset från "Referens" i figuren. Den högre efterfrågan på vätgas i energisystemet i "Mer vätgas" pressar upp elpriset något. Elpriset är också aningen jämnare över tid med

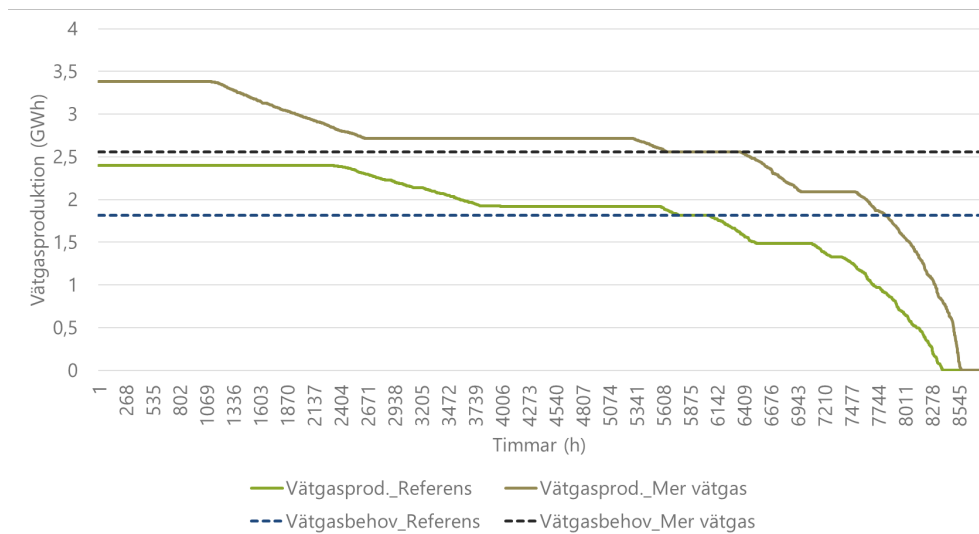
färre och ofta inte lika höga respektive djupa toppar och dalar som i "Referens" (läs mer i avsnitt 3.6). Det jämnare elpriset i scenariot "Mer vätgas" minskar incitamenten för att köra elektrolysören med maximal flexibilitet, det vill säga på maxeffekt respektive genom att stänga av elektrolysören.



**Figur 12.** Vätgasproduktion via elektrolysörer samt industriellt vätgasbehov för "Mer vätgas" i SE1 under en vecka i maj 2035. Även elpris från både "Mer vätgas" och "Referens" inkluderas i figuren (sekundär axel).

Det beskrivna mönstret förtydligas i Figur 13, där skillnader i vätgasproduktion i relation till efterfrågan visas för scenarierna "Referens" och "Mer vätgas". Längre perioder av maximalt respektive noll effektuttag från elektrolysörerna fås i referensscenariot jämfört med scenariot med högre efterfrågan på vätgas. I "Mer vätgas" nyttjas emellertid tillgänglig elektrolysrkapacitet för överproduktion eller produktion för att precis möta vätgasbehovet under något fler av årets timmar än i referensscenariot. Referensscenariot har i stället fler timmar där elektrolysrkapaciteten nyttjas för att producera mindre vätgas än vad som efterfrågas i industrin.

Skillnaderna i produktionsmönstren kan förklaras med skillnader i elpris för de två scenarierna, se Figur 14. Elpriset i "Referens" generellt är lägre än i "Mer vätgas", med fler lågpristimmar. Fler lågpristimmar möjliggör att kostnadseffektivt kunna köra tillgänglig elektrolysrkapacitet på maximal effekt oftare. Hög överproduktion möjliggör samtidigt att köra elektrolysörerna på dellast eller stänga av dem under fler av årets timmar och ändå täcka det industriella behovet i referensscenariot, trots att antalet högpristimmar är högre i scenariot "Mer vätgas".



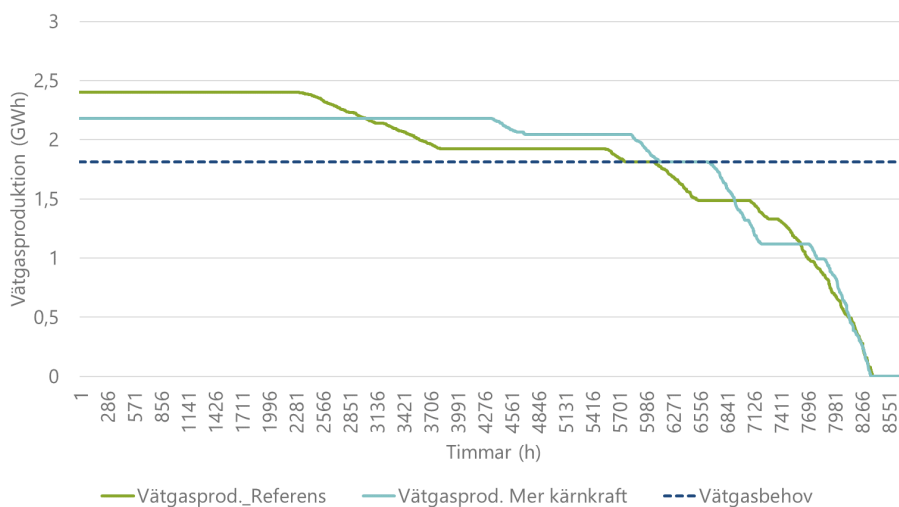
**Figur 13. Vätgasproduktion respektive behov sorterat från största till minsta effekt för scenarierna "Referens" och "Mer vätgas" under modellåret 2035 för SE1. Maximalt effektuttag är 2,4 GW vätgas i "Referens" respektive 3,4 GW i scenariot "Mer vätgas".**



**Figur 14. Elpris i SE1 sorterat från största till minsta pris för modellåret 2035 för scenarierna "Referens" och "Mer vätgas".**

**I Fel! Hittar inte referenskölla.** Figur 15 visas skillnader i vätgasproduktion i relation till efterfrågan för scenarierna "Referens" och "Mer kärnkraft". Som framgår av figuren blir produktionsprofilen för tillgänglig elektrolysörkapacitet plattare för scenariot "Mer kärnkraft" än i referensscenariot (även plattare än profilen i scenariot "Mer vätgas"). I scenariot "Mer kärnkraft" körs tillgänglig elektrolysörkapacitet på maxeffekt under fler av årets timmar än i referensscenariot, liksom att totalt antal timmar med vätgasproduktion är högre än eller lika med behovet är fler än för "Referens". Antalet timmar då elektrolysörerna är helt avstängda är emellertid ungefär lika många i de båda scenarierna.



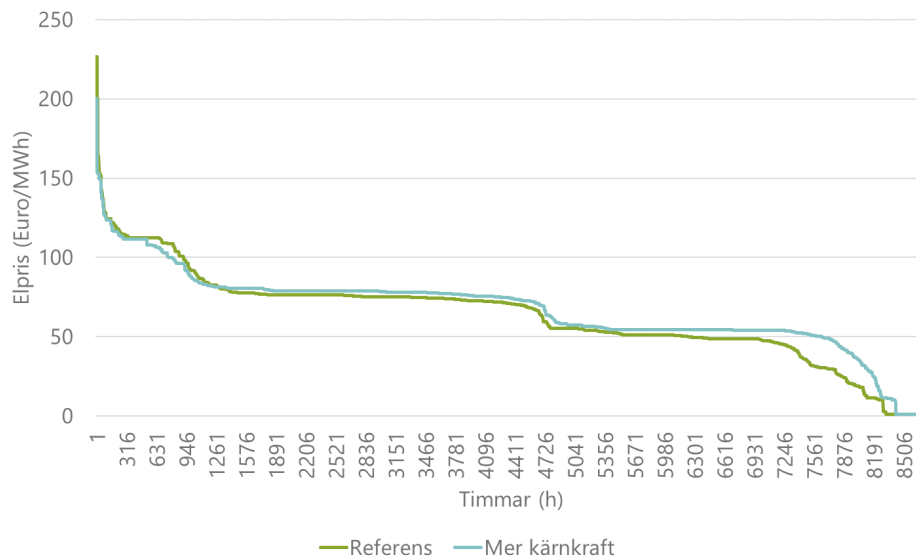


**Figur 15. Vätgasproduktion respektive vätgasbehov sorterat från största till minsta effekt för scenarierna "Referens" och "Mer kärnkraft" under modellåret 2035 för SE1. Maximalt effektuttag är 2,4 GW vätgas i referensscenariot respektive 2,1 GW i scenariot "Mer kärnkraft".**

Skillnaden i effektutnyttjande av tillgänglig elektrolysörkapacitet i de två scenarierna beror på tillgången på mer kärnkraft respektive mindre vindkraft i det nordeuropeiska elsystemet i "Mer kärnkraft" (se Figur 6 i tidigare avsnitt). Mer kärnkraft och mindre vindkraft i elsystemet skapar ett något plattare och högre elpris under fler av årets timmar än för referensscenariot, samtidigt som färre timmar med riktigt höga elpriser förekommer i scenariot "Mer kärnkraft". Detta visas i Figur 16.

Den något plattare elprisprofilen med mindre prisvariationer i scenariot "Mer kärnkraft" (Figur 16) med aningen högre, fast ändå relativt låga, elpriser under många timmar ger elektrolysörer med en lägre överkapacitet som körs på en relativt hög och jämn belastning. Då det finns få högpristimmar minskar också nyttan med att köra elektrolysören på låg effekt under ett stort antal timmar. I stället kan elektrolysörens överproduktion lagras i tillgänglig lagerkapacitet för att nyttjas under de få timmarna med riktigt höga elpriser (se också Figur 17). Att lasten i elsystemet med hjälp av vätgaslager kan sänkas ordentligt under timmar då systemet i övrigt är hårt belastat med hög efterfrågan och låg produktion från förnybar, variabel kraft kan vara en bidragande orsak till att färre och inte lika höga elpriser nås i fallet "Mer kärnkraft".

Sammanfattningsvis kan sägas att elektrolysörernas körmonster är starkt beroende av elpriset så länge det finns flexibilitetsmöjligheter i form av lagerkapacitet och överkapacitet i elektrolysörer. Mönstret beror dels av elprisernas nivå (hög vätgasproduktion under lågpristimmar och låg produktion under högpristimmar så långt det är möjligt), dels av elprisernas variabilitet mellan såväl timmar/dagar och säsonger.



Figur 16. Elpris i SE1 sorterat från största till minsta pris för modellåret 2035 för scenarierna "Referens" och "Mer kärnkraft".

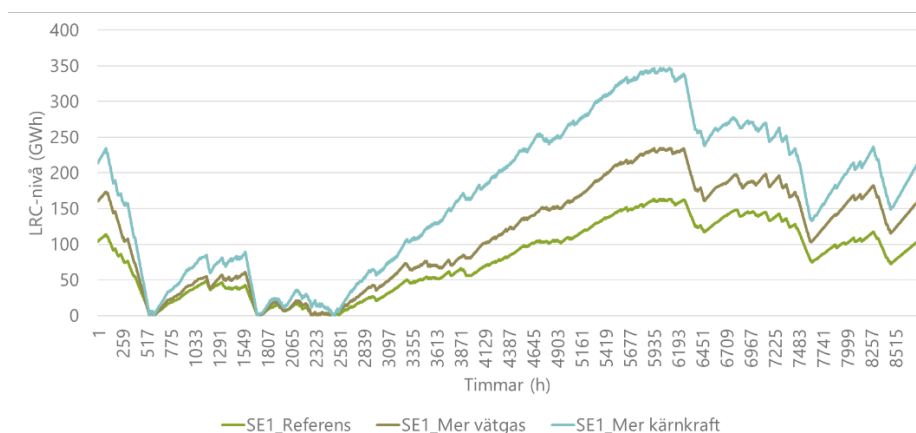
### 3.2.3 Hur körs vätgaslagren?

Studien inkluderar två typer av vätgaslager: tank ovan mark samt LRC-lager. De båda lagertyperna har olika karaktär och användningsmönstren skiljer sig åt.

I Figur 17 framgår hur LRC-lager nyttjas i de tre huvudscenarierna med tillgänglig lagerkapacitet under modellåret 2035. För alla scenarier uppvisar LRC-lagret en tydlig säsongsbetonad utnyttjningsprofil. Lagren töms under vintermånaderna i början av året då elpriserna generellt är höga för att sedan kontinuerligt fyllas på under de billigare sommarmånaderna. Under hösten och vintern vid årets slut kan lagren sedan börja tömmas igen. Utnyttjningsprofilen beror till stor del på de kapacitetsbegränsningar som antagits för i- och urladdning för LRC-lager (se avsnitt 2.1.4).

Då i- och urladdning av LRC-lager går långsamt jämfört med ett tank- eller batterilager är möjligheten att nyttja LRC-lager för att bidra med kortsiktig balansering inte särskilt effektivt i jämförelse med övriga flexibilitetsalternativ. De ofta förekommande hacken i lagernivåerna i Figur 17, vilka visar i- och urladdningar, synliggör emellertid att tillgängliga LRC-lager trots detta nyttjas för att bidra med viss kortsiktig flexibilitet i elsystemet under många av årets timmar. Här kompletterar LRC-lagren mer snabbreglerad tillgänglig flexibilitet från bland annat tanklager och batterier för att nyttjogöra all tillgänglig kapacitet i elsystemet på ett kostnadsoptimalt vis. Genom att använda LCR-lager mer kontinuerligt än som endast säsongslager kan investeringen på så sätt generera mer värde. I genomsnitt genomgår LCR-lager fyra fulla cykler<sup>6</sup> per år i de svenska elområdena i samtliga modellerade scenarier (se Tabell 8).

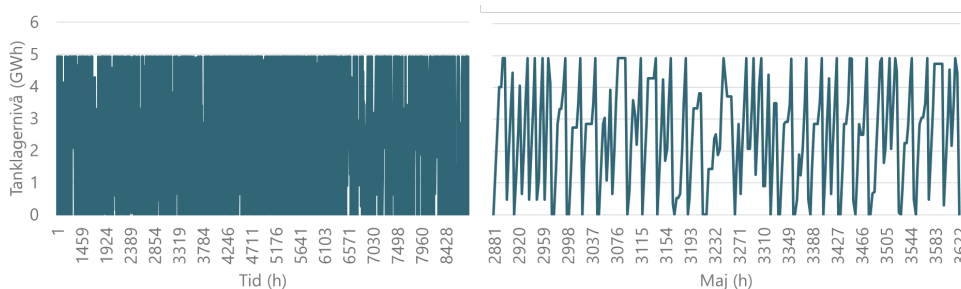
<sup>6</sup> "Fulla cykler" genom ett vätgaslager avser den totala mängden vätgas som laddats i- och ur lagret jämfört med hela lagerkapaciteten. En full cykel avser att mängden vätgas som laddats i lagret under en period motsvarar samma mängd vätgas som ryms i lagret när det är fullt.



**Figur 17. Lagernivå i LRC-lager för modellåret 2035 för scenarierna "Referens", "Mer vätgas" och "Mer kärnkraft".**

Vad gäller antalet fulla cykler genom LRC-lagren ska det noteras att tillgänglig kapacitet totalt sett i Sverige i LRC-lagren i scenariot "Mer kärnkraft" är mer än dubbelt så stor som i "Referens" (se Figur 8). Betydligt mer vätgas hinner med andra ord laddas i och ur lagret i scenariot "Mer kärnkraft" än i övriga scenarier. Figur 17 understryker detta genom att visa på hur lagret nyttjas i detta scenario jämfört med resterande. Alla modellerade scenarier med tillgång till LRC-lager får förvisso en liknande utnyttjningsprofil (det vill säga lagernivåprofil), men scenariot "Mer kärnkraft" uppvisar en brantare laddningskurva under sommarmånaderna och till betydligt högre volymer. Därmed möjliggörs det för elsystemet att undvika särskilt höga elpriser under andra delar av året.

Lagernivåprofilerna för LRC-lager från Figur 17 kan jämföras med profilen för hur ett tanklager för vätgas nyttjas i referensscenariot i Figur 18.



**Figur 18. Lagernivå i ett tanklager i SE1 för vätgas för modellåret 2035 för en månad (maj) för samma år för scenariot "Referens".**

I Figur 18 blir det tydligt att tanklager till skillnad från LRC-lager har en mer likformig utnyttjningsprofil över året med många fulla cykler genom lagret. Skillnaden jämfört med LRC-lager beror på att tanklagren är mindre och inte har samma fysiska begränsningar för i- och urladdning som LRC-lagren har (se avsnitt 2.1.4).

Mönstret med snabba och frekventa i- och urladdningar som visas i Figur 18 för referensscenariot är liknande också för scenarierna "Mer vätgas" och "Mer

kärnkraft”. Emellertid är nyttjandegraden för tanklagren i dessa scenarier lägre än i ”Referens”, vilket tydliggörs i Tabell 8. Den högre nyttjandegraden för tanklagren i referensscenariot beror till stor del på en större variation i elpriset med fler lågpristimmar än i de andra scenarierna.

**Tabell 8. Användning av vätgaslager (in-/urladdning) uttryckt som ekvivalenter till fulla cykler i Sverige för tre modellerade huvudscenarier**

	Referens	Mer vätgas	Mer kärnkraft
LRC	4,0	3,9	3,8
Tank	377	324	266

### 3.3 PÅVERKAN PÅ KOSTNADSEFFEKTIVITETEN AV VÄTGASFLEXIBILITET

#### 3.3.1 Systemkostnader

Systemkostnaden skiljer sig åt mellan de olika modellerade scenarierna. För huvudscenarierna utgörs systemkostnaden, beräknat med modellen EPOD, den totala drift- och underhållskostnaden för det nordeuropeiska elsystemet under ett år (2035). I fallen där elsystemflexibilitet i form av batterier eller vätgaslager inte finns tillgängligt i systemet, det vill säga ”Inga lager” och ”Inga lager – mer elkapacitet”, ökar den totala systemkostnaden för energisystemet markant. Kostnaden blir särskilt stor för ”Inga lager”. I detta scenario ökar systemkostnaden med ca 5 600 MEUR jämfört med ”Referens”, vilket motsvarar över 20% av systemkostnaden. Notera att förändringar mot referensscenariot i detta fall införs i Sverige och Tyskland, men att den totala systemkostnaden avser hela det modellerade systemet (se avsnitt 2).

”Inga lager” representerar ett fall där energisystemet saknar tillgång till energilager och, givet denna situation, har en förhållandevis låg tillgång på flexibel elproduktionskapacitet samtidigt som systemet saknar möjlighet att lagra överskott av väderberoende elproduktion. Dyr reservkraft kan därmed behöva nyttjas under många av årets timmar för att möta elbehovet i systemet. Resultatet ger en indikation på vilka kostnader det skulle kunna innebära att designa ett system i tron att lagringsmöjligheter kommer, men att utfallet inte blir så.

Även energisystemet som designats utifrån förutsättningen att energilager inte finns tillgängligt (”Inga lager – mer elkapacitet”) blir betydligt dyrare än ”Referens”. I detta fall ses ökade systemkostnader med ca 3 800 MEUR jämfört med ”Referens”, motsvarande ca 16% av den totala systemkostnaden. Utfallet visar att flexibilitet kan bli mycket viktigt för att hålla systemkostnader nere i framtiden då elsystemet sannolikt är mer väderberoende.

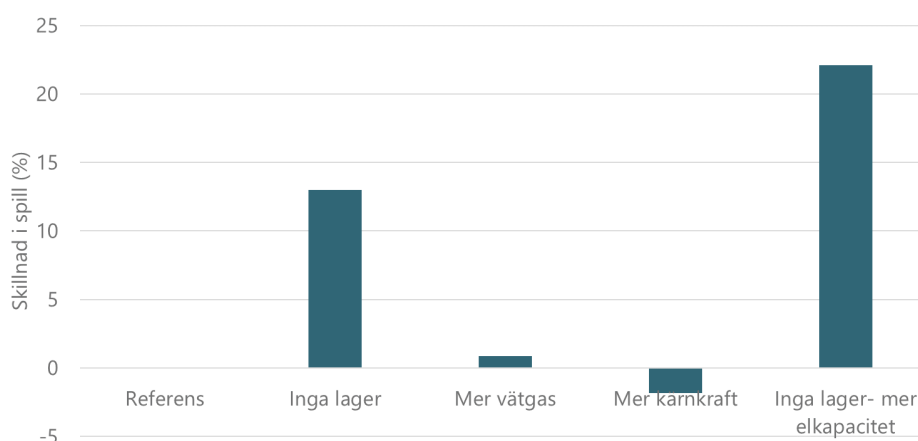
Som förväntat ger scenariot ”Mer vätgas” något högre driftskostnader för systemet i jämförelse med referensscenariot, då vätgasproduktionen såväl som elproduktionen är högre. Ökningen av systemets driftskostnader är emellertid förhållandevis liten, ca 400 MEUR eller motsvarande ca 2% av systemkostnaden. Den låga procentuella ökningen innebär att driftskostnaderna för att möta det ökade vätgasbehovet är små i förhållande till total drift- och underhållskostnad för

systemet. Som tidigare indikerats (Figur 6) kommer ökad elproduktionskapacitet främst i form av vindkraft i "Mer vätgas", vilket har låga driftskostnader. Inkluderas även investeringskostnader och fasta drifts- och underhållskostnader så ökar systemkostnaden för "Mer vätgas" förhållandevis mer jämfört med de andra scenarierna: ökningen i systemkostnad mot referensscenariot är då i samma storleksordning som för "Inga lager – mer elkapacitet". Orsaken är att kostnader kopplat till såväl vätgasproduktionskapacitet som extra elproduktionskapacitet tillkommer. Samtidigt är förstas vätgasproduktionen från systemet högre, och på så sätt även systemets intäkter/nytta (detta kvantifieras emellertid inte använda modeller). Kostnadsjämförelse mellan "Mer vätgas" och andra scenarier är därför inte helt relevant.

Skillnaden i drift- och underhållskostnad mellan referensscenariot och "Mer kärnkraft" är små, ca 200 MEUR eller motsvarande mindre än 1% av systemkostnaden. Genom att nyttja ett större säsongslager för vätgas kan ökade driftskostnader från kärnkraft jämfört med vindkraft (se skillnader i installerad elproduktionskapacitet i Figur 6, samt i installerad energilagerkapacitet i Figur 8) kompenseras med att delar av den årliga vätgasproduktionen kan förflyttas till tider på året då elasten i övriga sektorer är låg. Den jämnare elproduktionen skapar därmed ur driftsynpunkt ett nästan lika kostnadseffektivt energisystem som referensscenariot.

### 3.3.2 Förnybar elproduktion och koldioxidutsläpp

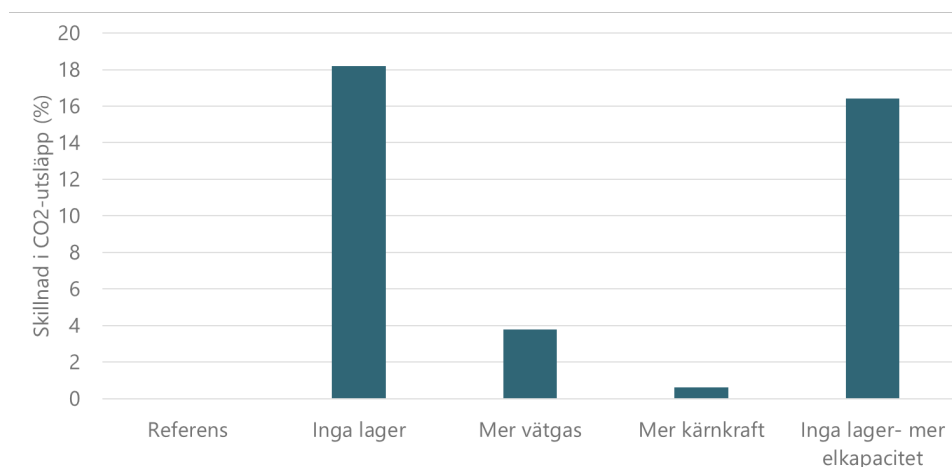
Kostnadseffektiviteten för de olika scenarierna beror delvis på hur hög nyttjandegraden av producerad förnybar el är. I Figur 19 visas skillnad i spilld förnybar el, det vill säga producerad el som inte får någon avsättning, mellan de fem huvudscenarierna och referensscenariot. I "Referens" är total mängd spilld elkraft 139 TWh i hela det nordeuropeiska elsystemet, och 392 GWh i Sverige.



Figur 19. Skillnad i spilld förnybar elproduktion i det nordeuropeiska elsystemet för de fem huvudscenarierna jämfört med Referensscenariot. I Referensscenariot är total mängd spilld elkraft 139 TWh i hela elsystemet, och 392 GWh i Sverige.

Resultaten i Figur 19 visar som förväntat att avlägsnande av lagerkapacitet i ett energisystem som utvecklats under antagandet att detta skulle finnas tillgängligt, det vill säga scenariot "Inga lager", leder till att mycket el från variabel förnybar elproduktion behöver spillas. Det största spillet uppstår emellertid i scenariot där elsystemet utvecklats för att klara av kraftbalansen utan tillgängliga energilager ("Inga lager – mer elkapacitet"). I detta scenario installeras såväl mer planerbar elproduktionskapacitet som mer vindkraft jämfört med i "Referens" (se Figur 6 i tidigare avsnitt). Den planerbara kraften har låga investeringskostnader och höga driftskostnader, varför dessa kraftslag endast körs under tider då tillgänglig kapacitet från billigare produktionskällor, som exempelvis vindkraft, inte räcker för att möta efterfrågan på el. I scenariot investeras det med andra ord i mer vindkraft under förutsättningen att det inte finns några energilager för elsystemflexibilitet, trots att detta innebär att mer el kommer att gå till spillo då det inte finns avsättning för denna i realtid. Under perioder då vinden inte blåser får i stället planerbar reservkraft så som natur- eller biogasdrivna gasturbiner gå in.

Även koldioxidutsläppen från elproduktionen i Nordeuropa visar på vikten av energilager, såväl för att minska klimatpåverkan som att hålla kostnader nere då EU ETS-priset antas vara högt i framtiden. En jämförelse mellan koldioxidemissioner i "Referens" och övriga huvudscenarier för hela det nordeuropeiska elsystemet år 2035 visas i Figur 20.



**Figur 20. Skillnad i koldioxidemissioner från hela elsystemet i de fem huvudscenarierna jämfört med Referensscenariot år 2035. Totala koldioxidutsläpp i hela systemet är 57 Mton CO<sub>2</sub>/år och 3,6 Mton i Sverige.**

I Figur 20 framgår att de största emissionerna av koldioxid uppstår i ett energisystem som inte utvecklats för att klara av avsaknad av energilager. När elproduktion från existerande produktionskapacitet inte räcker till för att möta efterfrågan behöver dyr och fossilutsläppsintensiv reservkraft gå in och stötta upp systemet. Energisystemet som optimerats för att klara ellasten utan flexibilitet från batterier eller vätgaslager har mer installerad elproduktionskapacitet och kan därför undvika vissa utsläpp som uppstår i fallet för scenariot "Inga lager". Från Figur 20 är det också möjligt att utläsa att högre efterfrågan på vätgas kan leda till högre utsläpp från elproduktionen i Nordeuropa. Notera emellertid att figuren inte

säger något om totala nettoutsläpp till atmosfären eftersom bland annat slutanvändningen och alternativavsättningen för vätgasen inte är medräknat i modellens resultat, vilket alltså är av betydelse för "Mer vätgas" i förhållande till övriga scenarier. Enligt resultaten Figur 20 genererar även ett energisystem med större mängd kärnkraft något ökade koldioxidutsläpp jämfört med referensscenariot, men detta resultat bedöms ligga inom modellens felmarginal varför inga slutsatser dras från detta.

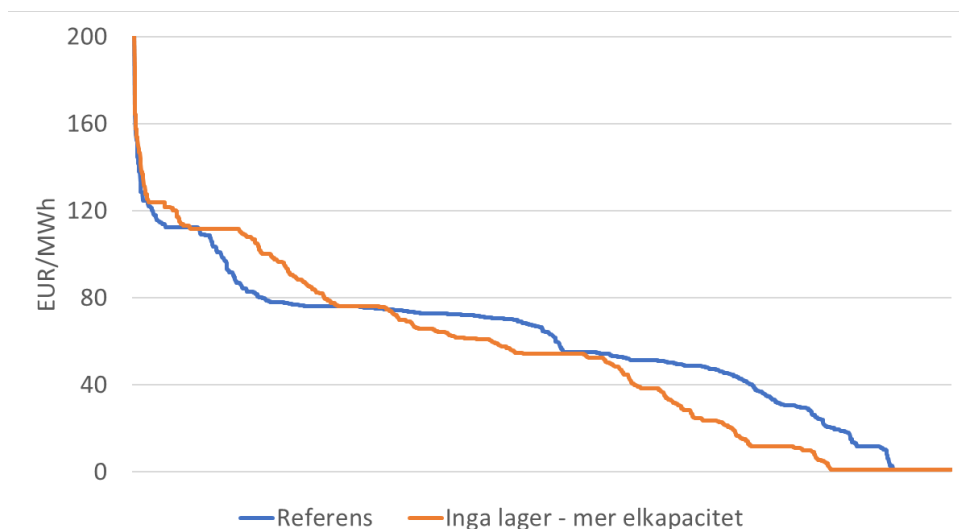
Sammanfattningsvis kan det för både "Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet" konstateras att avsaknad av energilagerkapacitet innebär att mer variabel förnybar energi kommer att behöva spillas i framtidens mer väderberoende elsystem. Så som visades i Figur 19 gäller detta särskilt för scenariot där energisystemet fått anpassas till avsaknad av lagerkapacitet ("Inga lager – mer elkapacitet"), då investeringar i ytterligare billig vindkraftsproduktion beräknas bli mer kostnadseffektivt på systemnivå jämfört med i referensscenariot, trots ökade spill av el. Som visades i Figur 20 bidrar avsaknad av energilager också till ökade koldioxidutsläpp från elsystemet då mer fossil kraft behövs för att möta efterfrågan på ett så kostnadseffektivt sätt som möjligt. Minskad nyttjandegrad av producerad billig, förnybar el samt ökade kostnader för koldioxidutsläpp bidrar på detta sätt till att systemets totala driftskostnader ökar när energilager inte finns tillgängligt för att balansera systemet.

### 3.4 PÅVERKAN PÅ ELPRIS OCH KRAFTSLAGENS INTJÄNINGSFÖRMÅGA

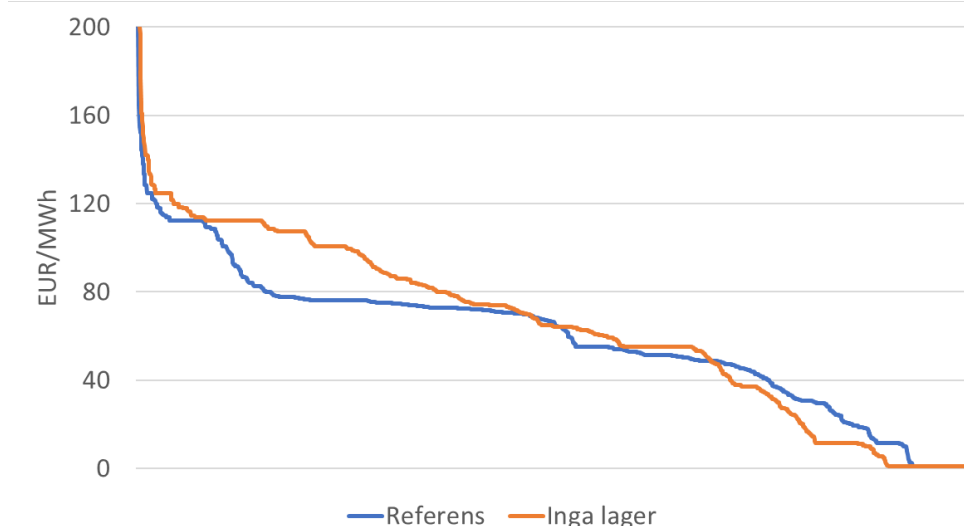
Graden av användning av energilager har betydelse för elpriset och även för olika kraftslags intjäningsförmåga (det vill säga förmåga att generera intäkter från sin produktion). De båda modellerade fallen "Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet" ger i jämförelse med referensscenariot insikter om detta. Energilager i Sverige och Tyskland varierar i beräkningarna. I de fall där energilager exkluderas så sker det alltså både i Sverige och Tyskland.

#### 3.4.1 Elprispåverkan av energilager

I Figur 21 och Figur 22 visas effekten som tillgång till eller avsaknad av energilager (i Sverige och Tyskland) kan ha på elpriset, här för elprisområdet SE3 för det modellerade året 2035. Vid en jämförelse av resultaten går det att utläsa att avsaknad av energilager oavsett scenario medför fler såväl hög- som lågpristimmar jämfört med referensscenariot där lager finns tillgängligt. Detta är en effekt av att energilager möjliggör en jämnare förbrukningsprofil för systemet vilket kan driva fram ett jämnare elpris över året.



Figur 21. Elpriser i SE3 sorterade från största till minsta pris under det simulerade året 2035 för scenarierna "Referens" (blått streck) och "Inga lager – mer elkapacitet" (orange streck).

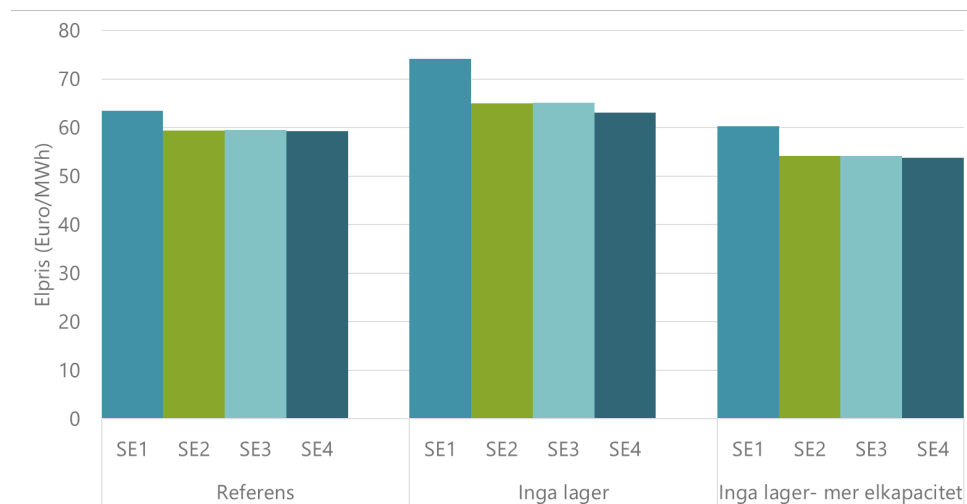


Figur 22. Elpriser i SE3 sorterade från största till minsta pris under det simulerade året 2035 för scenarierna "Referens" (blått streck) och "Inga lager" (orange streck).

Vissa skillnader kan utläsas mellan resultaten för de olika fallen utan lager. Figur 21 visar att scenariot "Inga lager – mer elkapacitet" genererar ett elpris som blir lägre än i referensscenariot en stor andel av årets timmar (ca 70% i Sverige). Skillnaden beror bland annat på den extra utbyggnad av vindkraft som uppkommer när elsystemet dimensioneras för att bibehålla en så låg systemkostnad som möjligt under förutsättningen att inga lager kan byggas. Vindkraften har mycket låg produktionskostnad, vilket leder till många lågpristimmar under året. Samtidigt finns det många timmar då vindkraften inte ger någon elproduktion alls, och då behöver mer kostsam planerbar kraft som exempelvis natur- eller biogaseldade gasturbiner gå in. Vid dessa tider blir elpriset högre än i "Referens".



Tvärtemot fallet i Figur 21 visar Figur 22 att en större andel timmar (ca 60% i Sverige) med högre elpriser än i referensscenariot kan uppstå när energilager saknas i ett system som dimensionerats utifrån förutsättningen att energilager ska finnas tillgängligt (dvs som i scenariot "Inga lager"). Här finns ingen extra elproduktionskapacitet att tillgå utöver den som finns i referensscenariot när väderberoende kraft inte levererar tillräckligt för att möta elbehovet i systemet. Därmed uppstår färre lågpristimmar än i scenariot "Inga lager – mer elkapacitet", men fler än i referensscenariot där energilager nyttjas för att jämna ut priserna. Tiderna på året då dyr reservkraft behöver gå in för att täcka för underproduktion från väderberoende kraft blir för "Inga lager" också betydligt fler än i såväl referensscenariot som i jämförelse med fallet då systemet dimensionerats utan tillgänglig lagerkapacitet ("Inga lager – mer elkapacitet"). I Figur 23 visas hur medelpriserna (tidsmedelvärde) i Sveriges elområde skiljer sig mellan "Referens" och de två scenarierna utan tillgång till energilager.



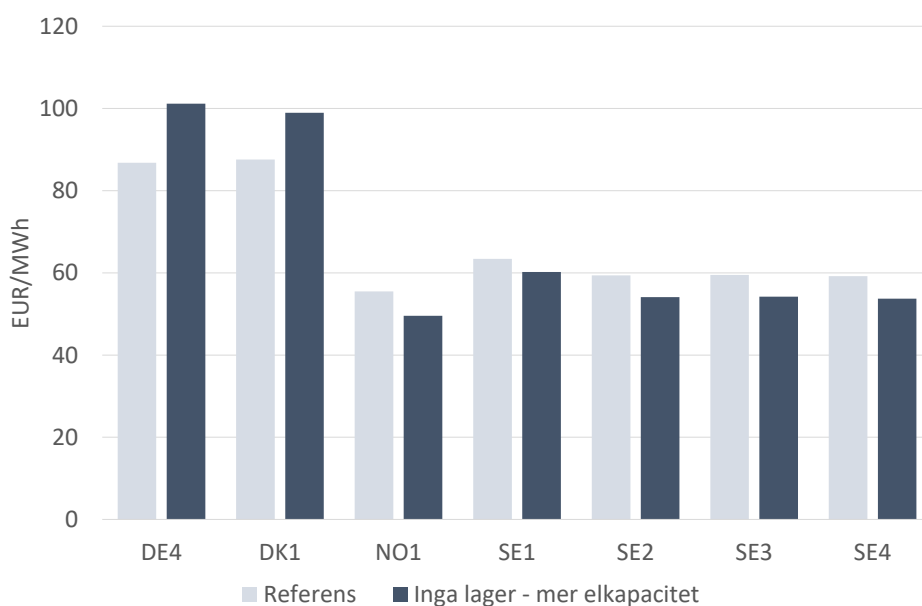
**Figur 23. Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden i tre analyserade huvudscenarier: Referens, "Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet".**

Resultaten i Figur 23 synliggör att energilager håller nere elpriserna när elsystemet är anpassat för att möta efterfrågan med en kombination av en hög andel förnybar elproduktion och energilager. I fallet "Inga lager" behöver dyr, ofta fossilbaserad reservkraft, gå in för att täcka upp för avsaknad av variabel elproduktion under många timmar, vilket leder till ett högre elpris i alla svenska elprisområden i jämförelse med "Referens". Fallet "Inga lager" får betraktas som tämligen hypotetiskt då, som nämnts, detta förutsätter ett system som är anpassat till en viss andel energilager men där den flexibilitet som energilagren erbjuder plockas bort för fokusåret 2035. Beräkningsfallet ger dock, i en jämförelse med referensfallet, indikationer på vad energilager tillför, allt annat lika.

Scenariot "Inga lager – mer elkapacitet" visar vid en jämförelse med "Referens" tvärtom att det genomsnittliga elpriset sjunker i samtliga svenska elområden när systemet byggs för att möta efterfrågan utan lagerflexibilitet. Denna observation är i linje med vad som visas i Figur 21 med de mer vanligt förekommande lägre elpriserna för fallet utan lager än för referensscenariot. Ökad produktion av billig

vindkraft bidrar som nämnt till att hålla nere produktionskostnader och följaktligen elpris under många av årets timmar, samtidigt som den totala drift- och underhållskostnaden för elsystemet alltså ändå blir högre för fallet utan energilager än för "Referens" (se avsnitt 3.3.1). Den högre systemkostnaden beror dels som nämnt på att dyr, ofta fossil, reservkraft behöver producera el för att möta efterfrågan under alla de timmar då billigare elproduktion inte är tillräcklig. Under dessa timmar är elpriset för fallet utan lager högre än för "Referens", men då dessa timmar endast utgör ca 30% av året genererar de inte tillräckligt höga elpriser för att kompensera för de mer vanligt förekommande låg- och nollpristimmarna.

De högre elpriserna i referensfallet ("med lager") jämfört med fallet "Inga lager – mer elkapacitet" beror också på att energilager inte bara verkar utjämnade över tid utan även mellan regioner. Det innebär alltså att de svenska elpriserna mer anpassar sig till de högre tyska och danska elpriserna. I dessa länder medför alltså energilager (i Sverige och Tyskland) att elpriset blir något lägre än i fallet "Inga lager – mer elkapacitet" med det motsatta alltså gäller för Sverige (och Norge), se Figur 24. Sammanvägt blir medelpriset över året därmed lägre i scenariot "Inga lager – mer elkapacitet" produktionskapacitet än i referensscenariot, trots högre total systemkostnad.



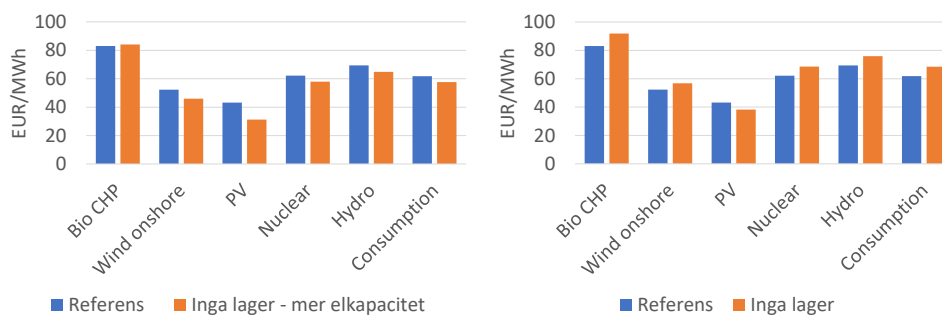
Figur 24: Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden samt tre olika elområden i grannländerna, i "Referens" och "Inga lager – mer elkapacitet".

### 3.4.2 Kraftslags intjäningsförmåga

Högre systemkostnad (driftskostnad) men lägre elpriser, som i scenariot "Inga lager – mer elkapacitet" i jämförelse med "Referens" (se föregående avsnitt), innebär lägre genomsnittliga marginaler för elproducenter. För dessa scenarier innebär således energilagring en genomsnittligt bättre lönsamhet för elproduktion. Energilagrens effekt på elproduktionens intäkter, och i förlängningen lönsamhet, varierar emellertid mellan olika kraftslag. Det elpris som olika kraftslag erhåller (eller som olika typer av konsumenter känner av) kan se helt annorlunda ut

beroende på när på året som produktionen (eller konsumtionen) sker. Detta leder till de årsgenomsnittliga *produktionsprofilviktade* elpriserna för olika kraftslag som ses i Figur 25, och som är lika med den årsgenomsnittliga intäkt som de olika kraftslagen erhåller för sin producerade el. I det vänstra diagrammet redovisas hur fallet "Inga lager – mer elkapacitet" förhåller sig till referensscenariot och i det högra diagrammet redovisas hur fallet "Inga lager" förhåller sig till referensscenariot.

Det årsgenomsnittliga elpriset ser tämligen olika ut för olika kraftslag (Figur 25). Högst elpris erhåller kraftvärmen som är planerbar och som företrädesvis producerar el under vinterhalvåret då elpriserna generellt ligger högre än under resten av året (även om det under vintern också kan förekomma perioder med mycket låga elpriser). Lägst elpris erhåller de väderberoende kraftslagen sol och vindkraft. Notera att denna bild endast ger intäktssidan och inte en komplett bild av lönsamheten för de olika kraftslagen. De totala produktionskostnaderna för sol och vindkraft är lägre än för både kraftvärme och kärnkraft och tål följaktligen lägre elpriser.



**Figur 25. Produktionsprofilviktade elpriser för ett antal olika kraftslag och det konsumtionsviktade (för all elkonsumtion) elpriset. Till vänster visas referensfallet och fallet "Inga lager – mer elkapacitet" och till höger visas referensfallet och fallet "Inga lager".**

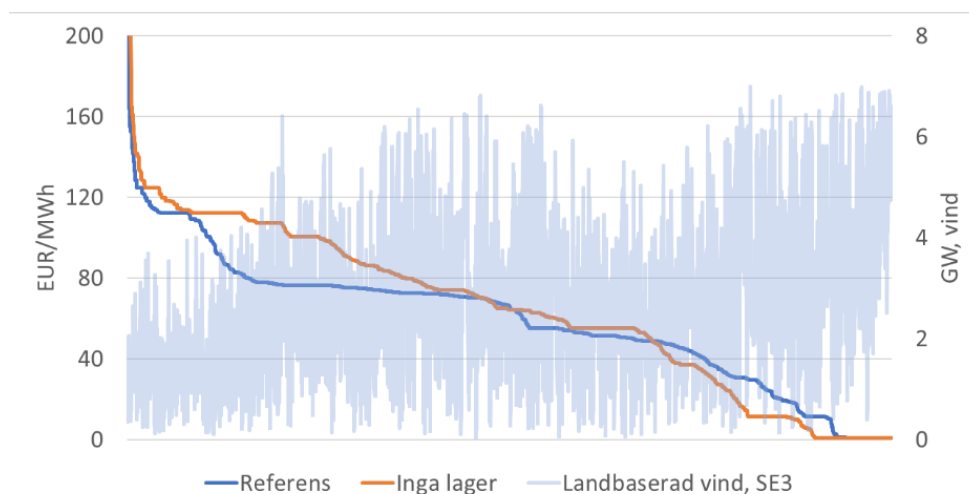
Figur 25 visar att samtliga kraftslag erhåller ett högre elpris med lager om jämförelsen görs med ett fall utan lager med kompletterande investeringar ("Inga lager – mer elkapacitet"). Enda undantaget är kraftvärme där energilager medför att toppristimmarna under vintern kapas något vilket leder till en marginellt lägre elprisintäkt över året. Som vi nämnt tidigare, är detta i hög grad en effekt av att elpriserna i Sverige närmar sig de kontinentala elpriserna tack vare energilagrens utjämnade effekt inte bara över tid utan även mellan regioner.

Om ett system med energilager i stället jämförs med ett fall där energilagring exkluderas ur det befintliga systemet, allt annat lika ("Inga lager"), blir elpriserna i det senare fallet högre. Eftersom systemet är anpassat för en viss mängd energilager ökar därmed "ansträngningen" om de tas bort och elpriserna ökar. Enda undantaget är solens intjäningsförmåga är i hög grad beroende på tillgången till batterier. Om dessa inte finns med i systemet minskar det erhållna årsmedelpriset trots att "ansträngningen" under de flesta perioderna ökar.

Om nu energilager (företrädesvis batterier) gynnar solens intjäningsförmåga jämfört med ett fall då energilager inte ingår i systemet, allt annat lika ("Inga lager"), varför förhåller det sig då inte på samma sätt med vindkraft som också är

väderberoende och torde gynnas av energilager? Svaret på den frågan är att det beror på när vindkraften producerar och i vilken omfattning närvaron av energilager påverkar elprisen just då. I Figur 26 redovisas elpriset i SE3 i referensfallet och i fallet utan energilager ordnade efter avtagande storlek. Dessutom plottas för varje elpris motsvarande vindkraftsproduktion i SE3 för referensfallet.

I Figur 26 kan det observeras att elpriserna generellt är låga när vindkraften produceras som mest medan höga elpriser generellt sammanfaller med låg vindkraftsproduktion. Men vindkraftsproduktionen under högpristimmarna är långt ifrån noll och denna produktion får en lägre intäkt då energilager ingår i systemet (den blå kurvan understiger här den orangea kurvan). Det motsatta gäller till höger i diagrammet, vid lågprissegmentet, där vindkraftsproduktionen får ett något högre elpris om energilager ingår i systemet (den blå kurvan ligger något över den orangea kurvan). Nettoeffekten kan sannolikt bli både positiv och negativ för vindkraftens del (som i detta fall enligt Figur 25 till höger) och det beror på balansen mellan vindkraftens andel, energilagrens andel och annan elproduktion med mera.

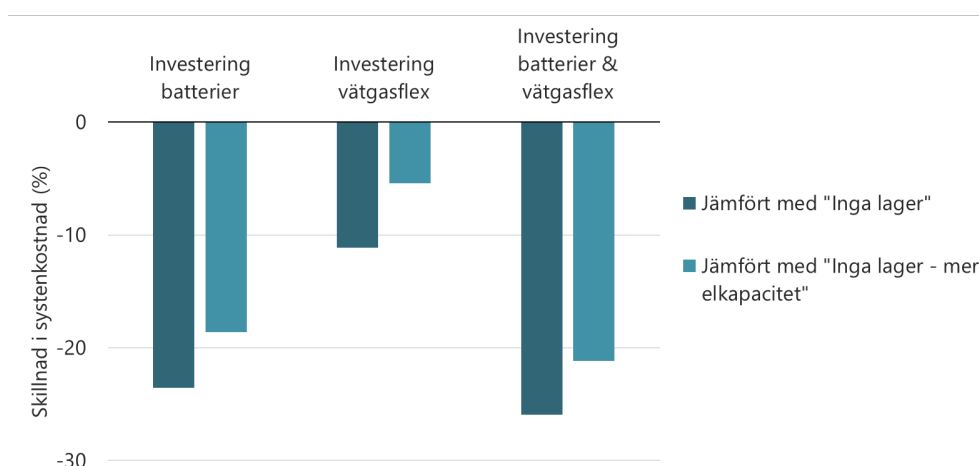


**Figur 26. Elpriser i SE3 i referensfallet och i fallet utan energilager ordnade efter avtagande storlek samt, för varje elpris, motsvarande vindkraftsproduktionen i SE3 för referensfallet.**

Resonemanget som förts i detta avsnitt visar att svaret på frågan "hur energilager påverkar elsystemet" delvis beror på hur man väljer att hantera frågeställningen. Det mest rimliga är att ställa ett energisystem med energilager mot ett energisystem utan energilager men där det senare tillåts utvecklas på ett annat sätt för att hantera den framtida variabiliteten. Nackdelen är dock att orsak-verkan-sambandet blir otydligare. Det vill säga det är inte bara med avseende på energilager som de båda scenarierna eller utvecklingsvägarna skiljer sig åt utan även med avseende på en rad andra faktorer såsom planerbar produktionseffekt. Detta orsak-verkan-samband är betydligt distinktare i den andra systemjämförelsen där skillnaden endast beror på förekomsten av energilager. Å andra sidan jämför man då med ett delvis underinvesterat eller "icke-optimerat" system.

### 3.5 VÄTGASFLEXIBILITET I KONKURRENS MED BATTERIER

För att ytterligare analysera vilken påverkan som flexibilitet via överkapacitet i elektrolysörer kombinerat med vätgaslager har på elsystemet har ett antal känslighetsanalyser gjorts utöver huvudscenarierna. Modellen (EPOD) har i dessa analyser, med utgångspunkt från scenariot "Inga lager", tillåtit investera i antingen vätgasflexibilitet, batterilager eller båda typerna av flexibilitet i tre olika analysfall för modellåret 2035 (se avsnitt 2.2.4). I Figur 27 visas skillnad i total drift- och underhållskostnad samt annualiserad investeringskostnad för utbyggd flexibilitet för de tre investeringsanalyserna jämfört med scenarierna "Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet".



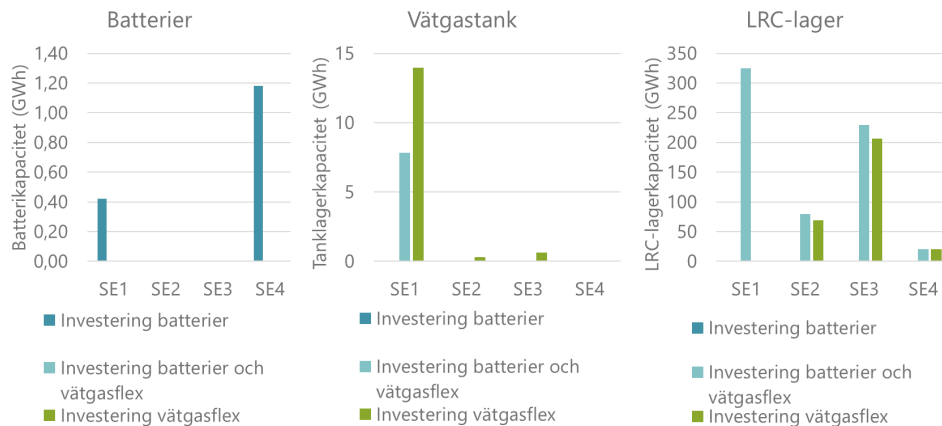
Figur 27. Skillnad i total drift- och underhållskostnad samt annulerad investeringskostnad för utbyggd flexibilitet för det nordeuropeiska elsystemet år 2035 för ett antal känslighetsanalyser jämfört med två scenarier utan energilager.

Resultaten i Figur 27 visar att investeringar i flexibilitet kan sänka totalkostnaden för systemet jämfört en situation utan lager, trots extra annualiserade investeringskostnader för flexibiliteten (jämfört med i "Inga lager" och "Inga lager – mer elkapacitet" där inte några investeringskostnader ingår i den beräknade totala systemkostnaden från EPOD).

Samtliga fall där investeringar i flexibilitet genom energilager sker sänker här systemkostnaden. En kombination av batteri- och vätgasflexibilitet bidrar till störst kostnadsminskningar för elsystemet ("Investering batterier & vätgasflex"). Endast vätgasflexibilitet genererar ger minst kostnadsminskning ("Investering vätgasflex"). Att kostnaden för scenariot "Investering batterier & vätgasflex" blir lägre än för scenariot "Investering batterier" visar emellertid att flexibilitet i form av batterilager inte helt kan ersätta de kostnadsbesparingar som viss vätgasflexibilitet ändå kan erbjuda systemet när det finns efterfrågan på vätgas. Kostnadsminskningarna beror på att mer billig förnybar, variabel elproduktion kan nyttjas för elproduktion, där mängden spilld variabel elproduktion kan reduceras.

Trots att en kombination av olika typer av flexibilitet verkar generera de lägsta elsystemkostnaderna visar resultaten att det också finns en konkurrens mellan

olika typer av flexibilitet. Särskilt ses en konkurrens mellan batterilager och vätgasflexibilitet genom tanklager. Exempel på hur konkurrensen mellan olika typer av flexibilitet i elsystemet kan ta form visas i Figur 28, där investering i lagringskapacitet i Sveriges elområden visas för de testade investeringsfallen.



**Figur 28. Investerad kapacitet i batteri- respektive vätgasflexibilitet i Sveriges fyra elområden under modellåret 2035 för tre scenarier. Till vänster visas investeringar i batterilager för scenarierna "Investering batterier" och "Investering batterier och vätgasflex". I mitten visas investeringar i tanklager för scenarierna "Investering batterier & vätgasflex" samt "Investering vätgasflex", och till höger visas investeringar i LRC-lager för samma scenarier.**

I Figur 28 visas hur investeringar i olika typer av elsystemflexibilitet görs i Sverige i de tre undersökta investeringsfallen. Till vänster visas batteriinvesteringar i Sveriges fyra elområden, där batterier endast kommer in i systemet när ingen vätgasflexibilitet finns tillgänglig. Batteriinvesteringarna fokuseras också till endast två elområden. Dels i SE1 där efterfrågan på el är högst i landet i det modellerade scenariot, till stor del på grund av den höga efterfrågan på vätgas, dels i SE4 där efterfrågan på el är hög i relation till tillgänglig elproduktionskapacitet.

På liknande sätt visar bilden i mitten i Figur 28 investeringar i tanklager för vätgas. I scenariot "Investering batterier och vätgasflex" görs endast investeringar i tanklager i SE1, där efterfrågan på vätgas är som högst. För scenariot "Investering vätgasflex", det vill säga då batteriinvesteringar inte tillåts, görs i stället investeringar i tanklager i tre av de fyra svenska elområdena. I SE1 investeras det i nästan dubbelt så mycket tanklagringskapacitet för detta scenario som för fallet där även investeringar i batterier tillåts. Tillgången till, eller avsaknaden av, batterier i det sammankopplade nordeuropeiska elsystemet är med andra ord avgörande för lönsamheten i att investera i tanklager. Intressant för skillnaden mellan tanklagerinvesteringarna i scenarierna är att denna skillnad uppstår trots att inga investeringar i batterier görs i något svenskt elområde när investeringar i både batterier och vätgasflexibilitet tillåts ("Investering batterier och vätgasflex"). Med andra ord skapar tillgången på batterier i det sammankopplade elsystemet i scenariot "Investering batterier och vätgasflex" tillräckligt gynnsamma förhållanden för att en mindre mängd tanklager ska behövas, trots att batteriinvesteringar uteblir i just Sverige.

Ytterligare en intressant observation kan göras från Figur 28 vid granskning av diagrammet till höger där investeringar i LRC-lager visas för de olika scenarierna.

För elområdena SE2-SE4 blir investerad lagermängd relativt lika mellan de två investeringsfallen där vätgasflexibilitet tillåts, oberoende om batterier finns att tillgå eller ej i elsystemet. Investeringar i LRC-lager blir emellertid något högre när också batteriinvesteringar tillåts. I SE1 blir skillnaden mellan scenarierna däremot mycket stor. När både batterier och vätgasflexibilitet tillåts i systemet görs investeringar i ett stort LRC-lager i SE1 om mer än 300 GWh, samtidigt som en mindre mängd tanklagerkapacitet (ca 8 GWh) också byggs in i systemet. När batteriinvesteringar däremot inte möjliggörs för systemet ("Investering vätgasflex") försvinner modellens incitament att investera i LRC-lager i SE1. I stället köps nästan dubbelt så mycket tanklager som i fallet "Investering batteri och vätgasflex", ca 14 GWh.

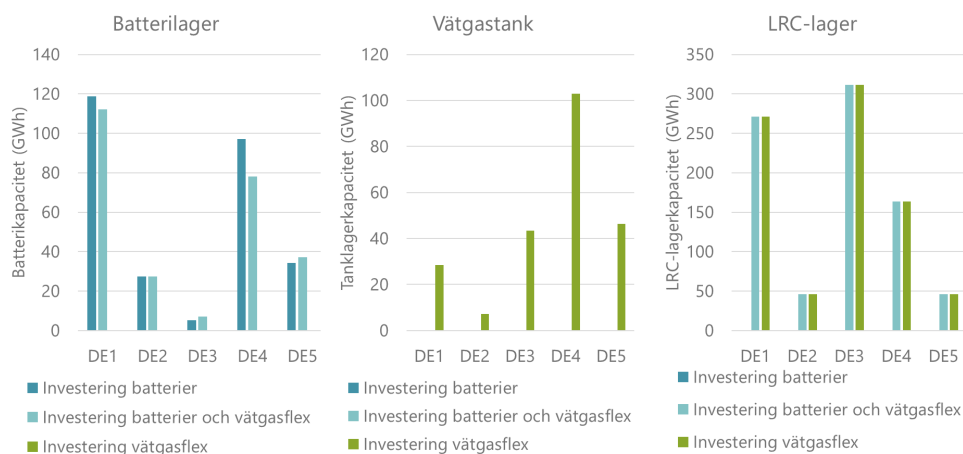
Resultaten från känslighetsanalyserna med investeringar tyder därmed på att tillgång till batterier i elsystemet skapar mer gynnsamma förhållanden för vätgasflexibilitet med LRC-lager, samtidigt som batterier alltså konkurrerar med tanklager för vätgas avseende kostnadsbesparingar från elsystemflexibilitet. Konkurrensen mellan batterier och vätgastanklager är enligt förväntan då den flexibilitet som dessa lagertyper erbjuder elsystemet är av liknande karaktär. Möjligheten till snabba i- och urladdningar i tanklager i kombination med elektrolysörer som antas snabbt kunna gå upp och ner i produktionskapacitet genererar liknande egenskaper för det modellerade elsystemet som batterier gör.

Anledningen till att elsystemflexibilitet från batterier och LRC-lager verkar komplettera varandra bra är att de sällan konkurrerar om flexibilitet på samma tidsskala. Där batterilager genererar kortsiktig ellagring över timmar ger LRC-lager möjlighet att flytta elintensiv vätgasproduktion över veckor eller till och med säsonger. Batterilager konkurrerar inte heller med LRC-lager om investerad överkapacitet i elektrolysörer, vilket tanklager för vätgas gör i de modellerade scenarierna. En kombination av batterier och LRC-lager kan därmed möjliggöra ett brett spann av flexibilitet över olika tidsskalor utan att kräva alltför stor elektrolysrkapacitet, medan en kombination av tanklager och LRC-lager kan generera samma spann av flexibilitet över olika tidsskalor som kombinationen LRC-lager och batterier, men med konkurrens om tillgänglig vätgasproduktion och med högre krav på överkapacitet i elektrolysörer. Även det faktum att LRC-lager också har förmåga att bidra med mer kortsiktig balansering på tim/dygnsnivå (om än begränsad på grund av i- och urladdningsbegränsningar, se avsnitt 3.2.3), bidrar till konkurrensen mellan tank- och LRC-lager.

Samtidigt som Sverige under modellåret 2035 har en stor andel elproduktion från vindkraft har Tyskland i stället mycket solesproduktion. Skillnaderna i ländernas lokala elsystem påverkar till viss del utfallet för analysen. Hur investeringar görs i batteri- respektive vätgasflexibilitet i de tre investeringsanalyserna visas i Figur 29.

I Figur 29 tydliggörs konkurrensen mellan batterilager och tanklager för vätgas, där tanklager endast blir attraktivt för det soltunga elsystemet i Tyskland ifall batteriflexibilitet inte finns tillgängligt ("Investering vätgasflex"). Samtidigt visas att möjligheten att investera i LRC-lager nyttjas på ett liknande sätt oberoende om batterilagring finns tillgängligt i elsystemet eller ej. Tillgången på LRC-lagring skapar däremot förutsättningar för att investera i mindre batterilagringskapacitet och samtidigt få en lägre systemkostnad. Sammanvägt understryker Figur 29 alltså

konkurrensen mellan batterier och tanklager samtidigt som den också visar på bristen på konkurrens mellan batteri- och LRC-lager.



**Figur 29. Investerad kapacitet i batteri- respektive vätgasflexibilitet i fem antagna elområden i Tyskland under modellåret 2035 för tre scenarier. Till vänster visas investeringar i batterilager för scenarierna Investering batterier och Investering batterier och vätgasflex. I mitten visas investeringar i tanklager för scenarierna Investering batterier & vätgasflex samt Investering vätgasflex, och till höger visas investeringar i LRC-lager för samma scenarier.**

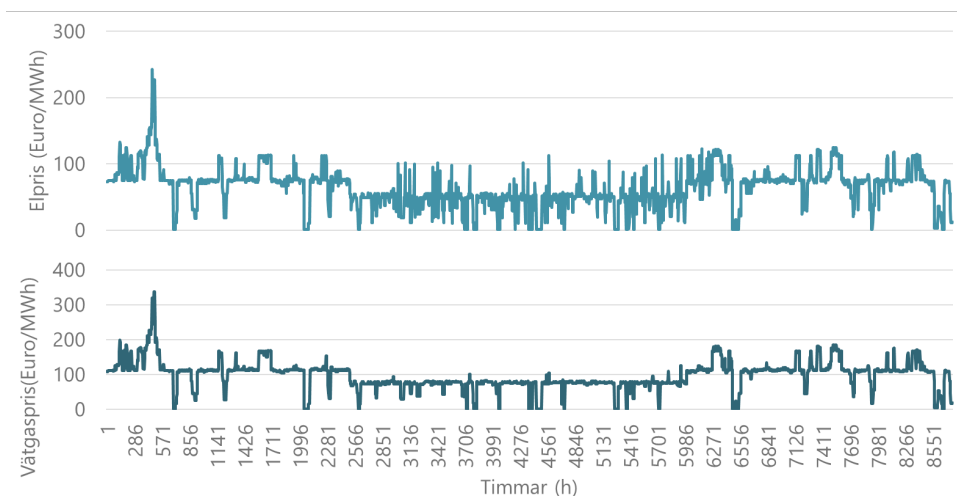
Noterbart för scenariot "Investering vätgasflex" där batterier alltså inte finns tillgängligt är att investeringar i gasturbiner görs i Tyskland för modellåret 2035. Dessa nyttjas i kombination med tanklagren för vätgas för att bidra med ytterligare vätgasflexibilitet i form av P2G2P när endast flexibel användning av elektrolysörer inte räcker till. Läs mer om hur gasturbiner används och varför investeringar i dessa görs i avsnitt 3.7.

### 3.6 KOPPLINGEN MELLAN EL- OCH VÄTGASPRISER

Resultaten från de modellerade scenarierna visar att det finns en tydlig koppling mellan elpriset, vilket bestäms av det modellerade elsystemets rörliga produktionskostnader i enlighet med konventionell marginalprissättning, och vätgaspriset. Denna koppling är enligt förväntan då vätgaspriset beror på marginalkostnaden för att producera efterfrågad mängd vätgas varje timme under modellåret, där den enda rörliga kostnaden är den för el till elektrolysörer. Efterfrågad mängd vätgas utgörs som nämnt av ett industriellt vätgasbehov jämnt fördelat över året i alla scenarier, men för vissa scenarier kan modellen även välja att addera en vätgaslast i elsystemet i form av lagerladdning eller elproduktion från vätgaseldade gasturbiner. Likaså kan vätgaslasten minska i dessa scenarier under timmar som modellen väljer genom att den industriella vätgasefterfrågan möts med vätgas från tillgänglig lagerkapacitet.

Hur elpris respektive vätgaspris varierar över modellåret 2035 i SE1 i referensscenariot visas i Figur 30.

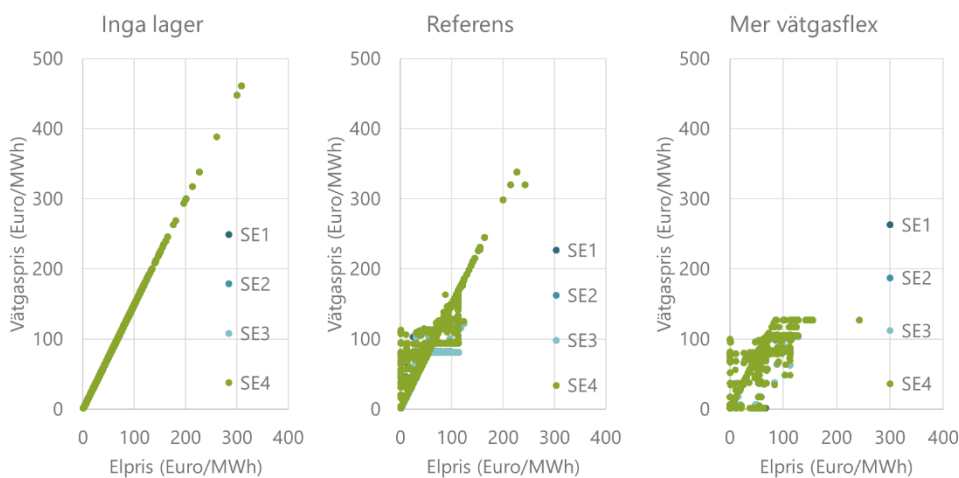




Figur 30. Elpris (överst) och vätgaspris (underst) i SE1 för modellåret 2035 för referensscenariot.

I Figur 30 synliggörs kopplingen mellan elpris och vätgaspris timme för timme i scenario "Referens". Priskurvorna har ett utseende som är mycket lika under tider på året med kallare väder, medan mönstren skiljer sig mer åt under sommarperioden. Elpriset varierar under denna period mycket med flera hög- och lågpristimmar (relativt snittpriset under sommaren) samtidigt som vätgaspriset är mer stabilt. Skillnaderna i förhållandet mellan el- och vätgaspris över året beror på ovan nämnda förflyttning i elast för vätgasproduktion som sker med hjälp av tillgänglig lagerkapacitet. Under sommaren nyttjas överkapaciteten i elektrolysörerna särskilt mycket då elpriset ofta är lägre än vintertid, för att producera vätgas som kan säsongslagras. Därmed blir skillnaden i prisprofil mellan vätgaspris och elpris större under sommaren.

Tillgången till vätgaslager är avgörande för hur elpris och vätgaspris förhåller sig till varandra. Detta visualiseras i Figur 31.



Figur 31. Förhållandet mellan elpris (x-axel) och vätgaspris (y-axel) i Sveriges fyra elområden för scenarierna "Inga lager" (höger), "Referens" (mitten) och "Mer vätgasflex" (vänster) för modellåret 2035. För "Inga lager" finns ytterligare några timmar med ännu högre elpriser vilka inte syns i figur (utanför skala).

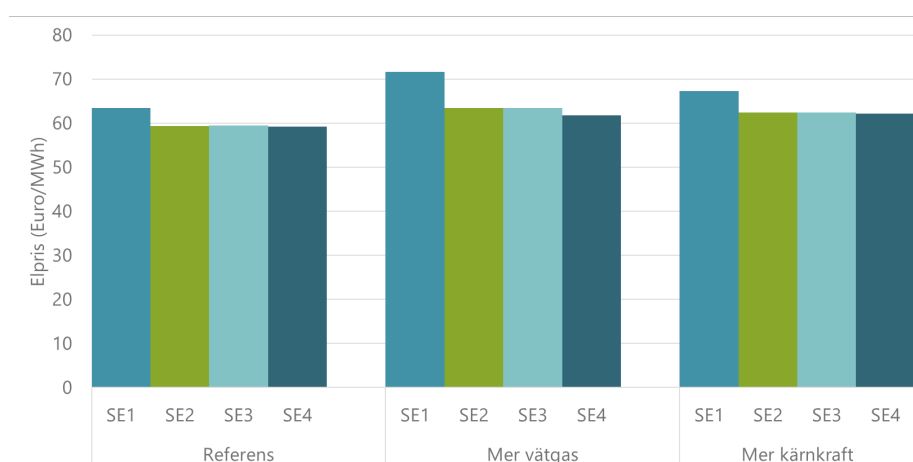
Förhållandet mellan elpris och vätgaspris som visualiseras i Figur 31 för scenariot "Inga lager" visar på ett linjärt samband mellan vätgaspris och elpris. Detta är enligt förväntan då ingen flexibilitet finns i hur elektrolysörerna kan köras, varför vätgaspriset är helt beroende av elpriset. Lutningen på grafen motsvarar elektrolysörernas verkningsgrad.

Vid en jämförelse mellan scenarierna "Inga lager" och "Referens" i Figur 31 synliggörs för referensscenariot den särkoppling mellan el- och vätgaspris som är möjlig när flexibilitet i form av lager finns i systemet. Vätgaspriset är fortfarande starkt beroende av elpriset, men de absolut högsta topparna i såväl elpris som vätgaspris har kunnat undvikas. För lägre elpriser visar grafen också på det fenomen som beskrivs ovan med Figur 30; att vätgaspriset hålls relativt stabilt med färre lågpristimmar under stora delar av året (främst sommaren) i syfte att undvika årets högsta pristoppar.

I Figur 31 kan också observeras hur tillgänglig lagerstorlek påverkar vätgaspriset beroende av elpriset vid en jämförelse mellan referensscenariot och känslighetsscenarioet "Mer vätgasflex". I scenariot "Mer vätgasflex" har extra stor lagerkapacitet samt överkapacitet i elektrolysörer tillförts systemet (se avsnitt 2.2). Denna extra vätgasflexibilitet möjliggör att det momentana beroendet mellan vätgaspriset och elpriset separeras ytterligare jämfört med i referensscenariot. Om tillgänglig vätgasflexibilitet med lager och överkapacitet i elektrolysörer inte varit begränsande skulle den momentana kopplingen mellan elpris och vätgaspris helt kunna försvinna.

### 3.6.1 Vätgasproduktions lokaliserings påverkan på elpriserna

Elpriserna i Sverige skiljer sig åt mellan de fyra elprisområdena i respektive modellerat scenario. I Figur 32 visas hur det genomsnittliga elpriset i Sverige skiljer mellan de olika elområdena för tre modellerade huvudscenarier.



Figur 32. Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden i tre analyserade huvudscenarier: "Referens", "Mer vätgas" och "Mer kärnkraft".

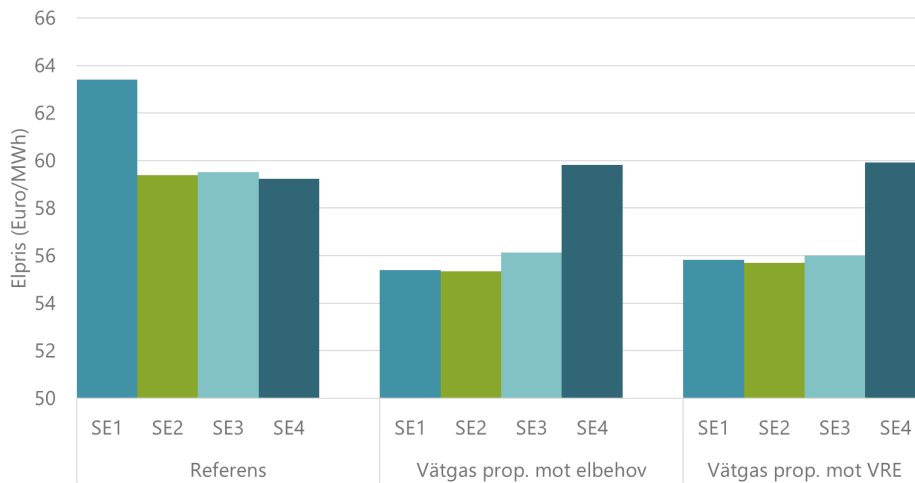
Figur 32 visar att för alla tre huvudscenarier blir det genomsnittliga elpriset högst i SE1 och lägst i SE4. Detta är tvärt emot den trend som råder i Sverige idag, men generellt lägre elpriser i norr och högre i söder. I dessa framtidsscenarier har Sveriges elpriskarta med andra ord delvis vänts upp och ner. I alla tre scenarier blir det genomsnittliga elpriset i SE2 och SE3 också mycket nära varandra, till skillnad från idag då det oftare är elpriser i SE1 och SE2 respektive SE3 och SE4 som ligger nära. Elprisskillnaderna mellan dagens läge och de modellerade scenarierna kan till stor del förklaras med det nytillkomna vätgasbehovet i alla regioner i framtidsscenarierna, där efterfrågan är mycket hög i SE1 och jämförelsevis låg i SE4 (se avsnitt 2.2). Efterfrågan på vätgas i SE2 och SE3 är i samma storleksordning och ligger i de modellerade scenarierna ungefär mitt emellan antagen efterfrågan i SE1 respektive SE4.

I scenarierna har det antagits att ingen transport av vätgas sker mellan elprisområdena, varför hela den extra elasten från elektrolytproduktion hamnar i samma elområde som efterfrågan finns. Vätgasproduktionens lokalisering får således en starkt drivande effekt för det regionala elpriset. Därutöver påverkas elpriserna i de olika scenarierna även av mängden vätgasproduktion i systemet totalt sätt (scenariot "Mer vätgas" har i genomsnitt högre elpris i Sverige än de andra två) samt tillgång på billig variabel, förnybar el (marginellt högre genomsnittligt elpris i scenariot "Mer kärnkraft" än i "Referens").

I ett framtida elsystem där stora mängder vätgas eventuellt ska produceras med elektrolys i närheten av industriella behov, och behoven uppstår i enlighet med dagens (hösten 2022) annonserade planer för vätgasefterfrågan till industrin, kan detta alltså få mycket stor påverkan på elprisbildningen i Sverige. Var i landet planerad vätgasproduktion förläggs framöver kan därmed få stor betydelse för landets elpriser. För att närmare undersöka hur lokalisering av elektrolysörer och lager påverkar elpriserna i Sverige har två känslighetsanalyser genomförts: "Vätgas prop. Mot elbehov" och "Vätgas prop. Mot VRE". I dessa scenarier har samma totala svenska vätgasbehov som antagits för referensscenariot spridits ut över Sveriges elområden proportionellt mot övrigt elbehov ("Vätgas prop. Mot elbehov") respektive årlig elproduktion från variabel, förnybar kraft ("Vätgas prop. Mot VRE"). Läs mer i avsnitt 2.2.

Resultatet från modellerade känslighetsanalyser visar att skillnaden i total drift- och underhållskostnad jämfört med referensscenariot för det nordeuropeiska elsystemet blir mycket små (ca 0,1%). Den lägsta kostnaden uppstår i scenariot "Vätgas prop. Mot VRE", vilket är enligt förväntan då systemet kan nyttja vätgasflexibilitet i högre grad för att ta vara på tillgänglig elproduktion från vind- och solkraft. Då det finns transmissionsnät mellan de svenska elområdena samt till närliggande länder är minskningen i spilld elproduktion mellan scenarierna emellertid mycket liten, vilket bidrar till att den totala skillnaden i driftskostnad för elsystemet också blir marginell.

Skillnader mellan känslighetsanalyserna och referensscenariot kan däremot skönjas i elprisskillnaderna som uppstår mellan scenarierna, vilket visas i Figur 33.



**Figur 33. Genomsnittligt elpris under år 2035 för Sveriges fyra elområden i tre analyserade scenarier: Referens, Vätgas prop. mot elbehov och Vätgas prop. mot VRE.**

Elprisbilden som visas för de två känslighetsanalyserna i Figur 33 är mer i linje med dagens mönster för genomsnittliga elpriser i Sverige, med lägre elpriser i norr och högre i söder. I känslighetsanalyserna sänks det genomsnittliga elpriset i Sverige som helhet i jämförelse med referensscenariot, och elpriset blir lägre i alla elprisområdena förutom i SE4 där priset blir aningen högre än i referensscenariot. De generellt lägre elpriserna som uppstår i känslighetsanalyserna kan förklaras med att vätgasefterfrågan har spritts ut mer jämt över landet, med minskat avstånd mellan billig variabel, förnybar elproduktion och vätgasefterfrågan. De minskade avstånden mellan el- och vätgasproduktion kan således bidra till att pressa ner elpriset.

Att elpriserna i båda känslighetsscenarierna blir så liknande som det visas i Figur 33 beror på att vätgasbehov och -produktion placerats ut i landet på relativt liknande sätt i de två fallen (se Tabell 7 i avsnitt 2.2). En initial hypotes skulle annars kunna vara att elpriset skulle pressas upp när vätgasproduktion förläggs proportionellt mot övrigt elbehov i landet ("Vätgas prop. mot elbehov"). En sådan fördelning av vätgasproduktionen innebär att majoriteten förläggs i SE3 och att övrig produktion fördelas ganska jämt över resterande elområden. Tillgången på elproduktion från vind- och solkraft i Sverige i de modellerade scenarierna är för år 2035 störst i SE2 samt i SE3. Denna geografiska spridning av förnybar elproduktion innebär att elsystemet i scenariot "Vätgas prop. mot elbehov" har relativt goda möjligheter att förse elektrolysörerna i SE3 med el från variabel kraft under stora delar av året genom närliggande produktionskapacitet och transmission över korta sträckor. Skillnaderna i elpris jämfört med scenariot "Vätgas prop. mot VRE", där majoriteten av vätgasproduktionen fördelas mer jämnt över SE2 och SE3, blir därmed inte så stora som initialt kunde ha tros.

Noterbart för båda känslighetsanalyserna är att trots att efterfrågan på vätgas i SE4 fortsatt är relativt låg eller i paritet med övriga elområden så blir elpriset i denna region tydligt högre än i övriga landet när efterfrågan sprids ut mer jämfördelat mellan elområdena. Detta beror dels på den högre elasten i regionen med det extra elbehovet för vätgas, dels på att billig el från SE2 och SE3 i större utsträckning nyttjas internt i dessa elprisområden för vätgasproduktion. Mindre el

till låg kostnad kan därmed importeras till SE4 för att möta det ökade elbehovet där. Mer kraft behöver i stället importeras från kontinenten där elpriserna ofta är högre.

Lokalisering av vätgasproduktionen kan av analysresultaten att döma få stor betydelse för elprisbilden i Sverige. Närhet mellan vätgasproduktion och produktion av variabel, förnybar el har potential att sänka elpriset i flera svenska elområden och landet som helhet, vilket också kan sänka produktionskostnaden för vätgas. Notera emellertid att ifall vätgasproduktionen förläggs i närheten av elproduktion kan ökade behov av vätgastransport uppstå ifall efterfrågan inte också ligger i anslutning till elproduktionen. Kostnader för vätgastransport har inte inkluderats i analysen, men skulle sannolikt orsaka en markant ökning i slutgiltigt konsumentpris för vätgas.

### 3.7 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR VÄTGASBASERAD ELPRODUKTION (POWER-TO-GAS TO POWER)

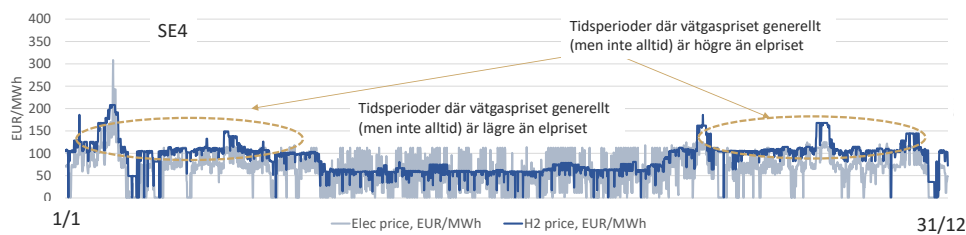
Vätgasbaserad elproduktion i olika gasturbinkonfigurationer kan potentiellt bidra med planerbar och reglerbar eleffekt under perioder då elpriset är högt alternativt då elsystemet är ansträngt. Detta fordrar lagringskapacitet för vätgas eftersom den vätgas som utnyttjas för kraftproduktionen måste ha producerats vid ett tidigare tillfälle som sammanfaller med relativt låga elpriser. För att sådana anläggningar ska vara lönsamma krävs därmed, vid produktionstillfället, ett visst förhållande mellan det rådande elpriset och värdet på den vätgas som förbränns. Elpriset ska vara tillräckligt högt för att täcka de rörliga kostnaderna i vätgasturbinen där värdet på vätgasen bidrar till den dominerande delen av produktionskostnaden. Dessutom ska elpriset överstiga produktionskostnaden med tillräcklig marginal tillräckligt många gånger under ett år för att generera ett erforderligt täckningsbidrag till investeringen. Under en relativt stor del av årets timmar är förhållandet det omvända, nämligen att elpriset är lägre än vätgaspriset. Det är ett grundläggande villkor för att producera vätgas i elektrolysörer. På så sätt kan det sägas att vätgasturbiner och elektrolysörer är varandras "motpoler" och de körs aldrig samtidigt inom samma elområde.

I modellanalysen görs beräkningar där modellen (EPOD) endogent tillåts investera i vätgasturbinkapacitet om detta är lönsamt (scenario "Investering vätgasflex" och "Investering batterier & vätgasflex", se avsnitt 2.2.4). I dessa fall utreds förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion med utgångspunkt från intäkter från elmarknaden, potentiella intäkter för tillhandahållande av stödtjänster ingår inte i modelleringen (varken för vätgas eller för konkurrerande alternativ).

Med gjorda antaganden är förutsättningarna för vätgasturbiner i modellberäkningarna inte tillräckligt goda för att sådana anläggningar ska bli lönsamma i Sverige, det vill säga inga investeringar sker i vätgasdrivna gasturbiner i Sverige.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Kostnads- och prestandaantaganden för gasturbinteknikerna (OCGT och CCGT) redovisas i Tabell 3 i avsnitt 2.1.4.

Skälet till att vätgasturbiner inte blir lönsamma i Sverige i det modellerade fallen beror på att förhållandet mellan elpriset och vätgaspriset (eller värdet på vätgasen) inte är tillräckligt gynnsamt. De modellberäknade el- och vätgaspriserna kan för ett av de modellerade fallen ses i Figur 34. Resultaten i figuren avser elområde SE4, vilket är det elområde i Sverige där förutsättningarna bedöms som mest gynnsamma eftersom elpriset uppvisar dels de högsta absolutvärdena, dels den högsta graden av variabilitet.



**Figur 34: Modellberäknade elpriser (ljusblått) och vätgaspriser (mörkblått) för varje timme under ett år (2035) i elområde SE4 (scenario "Investering vätgasflex" med OCGT som tillgängligt investeringsalternativ).**

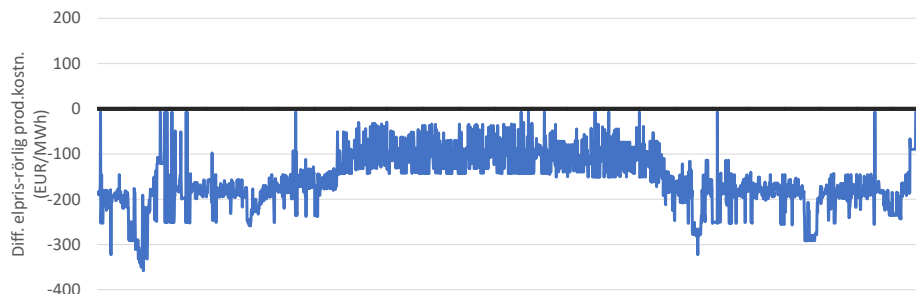
I Figur 34 kan ses att elpriset ofta, men långt ifrån alltid, överstiger vätgaspriset under sommarmånaderna. Under vintern råder i stället ofta (men inte alltid) det motsatta förhållandet. Eftersom elpriset tenderar att vara högre under vintermånaderna så gäller det även vätgaspriset. För både elpris och vätgaspris är dock variabiliteten avsevärd under såväl vinterhalvåret som sommarhalvåret. Ju större vätgaslager desto större möjlighet till frikoppling från elpriset (se avsnitt 3.6). Nackdelen är dock att lagerkostnaden ökar vilket modellansatsen tar i beaktande. Med utgångspunkt från Figur 34 kan det alltså konstateras att den lönsamma potentialen för vätgasturbiner i huvudsak finns under sommarhalvåret. Förekomsten av mer ansträngda perioder är dock lägre under detta halvår än under vinterhalvåret vilket man kan observera genom att elprispikarna företrädesvis uppträder under vintermånaderna.

Nästa fråga är om skillnaden mellan elpriset, som utgör intäkten vid produktion i en vätgasturbin, överstiger den rörliga produktionskostnaden och i så fall när på året. I Figur 35 redovisas skillnaden mellan elpris och rörlig produktionskostnad för vätgasturbinen (OCGT). Om skillnaden är negativ för respektive drifttimme, det vill säga om produktionskostnaden överstiger elpriset, så är anläggningen olönsam att köra. Är skillnaden i stället positiv, blir anläggningen lönsam att bjuda in på elmarknaden.

I Figur 35 kan ses att förhållanden med positiv skillnad mellan elpris och rörlig produktionskostnad för vätgasturbinen endast gäller under ett fåtal timmar och då med ett tämligen begränsat "överskott". I stället är produktionskostnaden genomgående högre än elpriset under de allra flesta timmarna. Ur figuren kan utläsas att skillnaden mellan produktionskostnad och elpris generellt är lägst under sommaren vilket bekräftar bilden i Figur 34.

Resultaten visar alltså att lönsamheten för vätgasturbiner i Sverige med utgångspunkt från gjorda antaganden i denna studie är begränsad. Det finns dock omständigheter som skulle kunna förbättra lönsamheten vilket beskrivs senare i

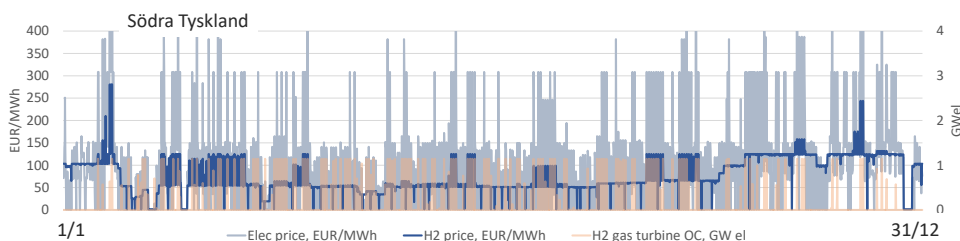
detta kapitel. Dessförinnan undersöks förutsättningarna för vätgasturbiner i andra delar av den analyserade nordeuropeiska elmarknaden.



**Figur 35:** Skillnad mellan elpris och rörlig produktionskostnad (rörlig drift- och underhållskostnad samt bränslekostnad) för en enkel vätgasturbincykel i SE4 (scenario "Investering vätgasflex" med OCGT som tillgängligt investeringsalternativ).

### 3.7.1 Förutsättningar i andra regioner

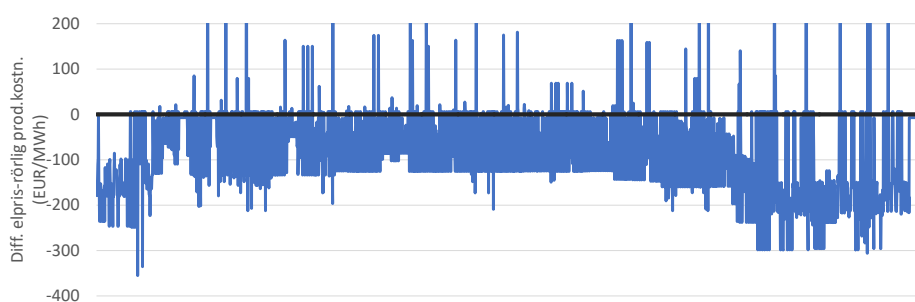
I delar av kontinentala Europa, till exempelvis Tyskland, ser förhållandet mellan det beräknade elpriset och vätgaspriset annorlunda ut än i föregående beräkningsexempel för SE4 (se Figur 36 för södra Tyskland).<sup>8</sup> Detta beror på att elefterfrågan men framför allt elproduktionen ser annorlunda ut i Tyskland. Sverige har en hög grad av planerbarhet och reglerbarhet i produktionsledet tack vare kärnkraft och vattenkraft vilket Tyskland saknar. Det öppnar upp för annan planerbarhet och reglerbarhet och det är i det sammanhanget som även vätgasturbiner blir intressanta. I Figur 36 återfinns även den timvisa elproduktionen i vätgasturbiner, något som alltså saknas i Figur 34 för elområde SE4. För (södra) Tysklands del kan ses att elproduktionen från vätgasturbiner sker periodvis under nästa hela året med en viss tonvikt på sommarhalvåret. Antalet timmar i drift är dock relativt få, ca 750. Dessa resultat avser scenario "Investering vätgasflex" där investeringsmöjligheterna i batterikapacitet har begränsats vilket förbättrar förutsättningarna för vätgasdrivna gasturbiner. Utan begränsningar i möjlighet för batteriinvesteringar, scenario "Investering batterier & vätgasflex", sker inte några investeringar i vätgasdrivna gasturbiner i Tyskland. Här finns således en konkurrenssituation mellan vätgasturbiner och batterier.



**Figur 36:** Modellberäknade elpriser (ljusblått), vätgaspriser (mörkblått) och elproduktion från vätgasturbiner (avläsning mot den högra y-axeln) för varje timme under ett år (2035) i (södra) Tyskland (scenario "Investering vätgasflex" med OCGT som tillgängligt investeringsalternativ).

<sup>8</sup> EPOD-modellen delar in Tyskland i fem olika "elområden" definierade av flaskhalsar i stamnätet. Därför kan vi här beröra olika delar av Tyskland. I verkligheten utgör dock Tyskland ett enda elområde även om det då och då lyfts att landet kanske borde delas upp i fler elområden på samma sätt som Sverige, Norge och Danmark.

För beräkningsfallet i vilket investeringar i gasturbiner sker ("Investering vätgasflex"), redovisas på samma sätt som för det svenska exemplet i avsnittet ovan differensen mellan elpris och rörlig produktionskostnad (inklusive bränslekostnad) i en vätgasturbin för varje timme i Figur 37. Jämfört med utfallet i elområde SE4 är differensen förskjuten uppåt i diagrammet, det vill säga det finns gott om timmar då elpriset överstiger den rörliga produktionskostnaden för respektive gasturbintyp. Att det finns sådana tillfällen är ett minimikrav för en lönsam investering givet förutsättningen att intäkter endast kommer från elmarknaden. I Tyskland räcker intäktsöverskottet som genereras under de timmar som anläggningarna körs till för att täcka kapitalkostnaden i detta fall.



**Figur 37:** Skillnad mellan elpris och rörlig produktionskostnad (rörlig drift- och underhållskostnad samt bränslekostnad) för en enkel vätgasturbincykel i södra Tyskland (scenario "Investering vätgasflex" med OCGT som tillgängligt investeringsalternativ).

I beräkningsprocessen har i olika modellkörningar olika kombinationer av investeringsmöjligheter för enkel gasturbincykel (OCGT) och gaskombicykel (CCGT) gjorts tillgängliga i modellen. Skillnaden i resultat mellan fallen är liten. I scenario "Investering vätgasflex" (där investeringar i gasturbincapacitet sker i Tyskland) fås med beräkningsförutsättningar där både OCGT och CCGT tillåts investeringar i en kombination av dessa båda tekniker (ungefär lika mycket installerad elproduktionskapacitet av båda tekniker). Totalt sett skiljer sig den installerade gasturbincapaciteten endast lite åt mellan fallen.

### 3.7.2 Hur kan lönsamheten förbättras?

I avsnitten ovan indikeras att förutsättningarna i ett svenskt 2035-perspektiv är tveksamma med avseende på vätgasbaserad elproduktion under perioder då elpriset är högt. Däremot ses även att förutsättningarna är bättre i Tyskland. Det finns därmed ett antal viktiga faktorer som man kan lyfta fram om frågan är hur lönsamheten för vätgasbaserad elproduktion kan förbättras även i Sverige.

För det första medför en efterfrågan på vätgas för andra ändamål, exempelvis inom industrin eller för transportändamål, synergieffekter med vätgasanvändning även för elproduktion. För det andra visar modellanalysen att variabiliteten i elpriset måste vara relativt stor vilket i sin tur induceras av stor andel väderberoende elproduktion i elmixen. Detta genererar perioder med låga elpriser då vätgaslagren kan fyllas på och perioder med höga elpriser då vätgasbaserad elproduktion potentiellt kan bli lönsam. Det krävs dock en tillräcklig omfattning av



perioder med låga elpriser för att fylla upp lagren så pass mycket att det finns gott om vätgas till dess att perioder med höga elpriser inträder. Om vätgasbaserad elproduktion då körs, kommer vätgaslagren att tömmas av det skälet samtidigt som vätgaslagren töms för att tillgodose andra vätgasbehov. Det måste alltså finnas tillräckligt med vätgas och lagerstorleken är därför en begränsande faktor. Ju mer väderberoende elproduktion desto större förekomst av perioder med billig el och därmed desto större potential för ett vätgaslager att absorbera billig el. Men både vätgaslager och en (över)kapacitet av väderberoende elproduktion kostar och det finns följaktligen en optimal balans som i denna analys ser olika ut i Sverige och i Tyskland då förutsättningarna skiljer sig åt. Sverige har med vattenkraft och kärnkraft en helt annan planerbarhet och reglerbarhet i systemet än Tyskland som antas helt domineras av väderberoende elproduktion. Därmed är också förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion och den planerbarhet och reglerbarhet som den medger större i Tyskland än i Sverige.

I analysen har, som har nämnts, inte tagits hänsyn till att vätgasbaserad elproduktion potentiellt skulle kunna bidra med stödtjänster och på så sätt få ytterligare intäkter. En eventuell framtida kapacitetsmarknad skulle eventuellt också kunna förbättra lönsamheten även om det sker i konkurrens med andra planerbara kraftslag. Vidare är samförbränning med biobränslen i vätgaseldade gasturbiner också något som skulle kunna förbättra lönsamheten. Det har visats i forskning på Chalmers (Öberg m.fl., 2022) men är inget som här har beaktats. Också möjligheter till sektorkoppling genom att nyttja spillvärme från vätgaseldade gasturbiner i fjärrvärmenät skulle kunna förbättra lönsamheten. För detta har vissa beräkningar gjorts inom ramen för denna studie, se vidare i nästa avsnitt (särskilt avsnitt 3.8.4), dock gav undersökta förutsättningar inte något genomslag för vätgasbaserad kraftvärme i Sverige i modellresultaten.

### 3.8 FJÄRRVÄRME OCH VÄTGAS

För att undersöka hur spillvärmeutnyttjande från vätgasproduktion- och användning i svenska fjärrvärmesystem kan påverka elsystemet har en känslighetsanalys med två ytterligare beräkningsfall gjorts: "Vätgas, koppling till fjärrvärme" och "Investering batterier & vätgasflex, koppling till fjärrvärme". I denna analys har EPOD-modellen tillåtit förlägga vätgasproduktionen till olika fjärrvärmesystem. Vätgasproduktionen måste inom respektive elområde matcha vätgasbehovet och totalefterfrågan på elektrolytproducerad vätgas är densamma i varje region som i referensscenariot. Spillvärmeutnyttjande från vätgasproduktionen har i modellberäkningarna endast tillåtit lokaliseras i modellerade "verkliga system", det vill säga inte i de aggregerade typsystem som utgör en viss del av modellens fjärrvärmesystemrepresentation. De "verkliga systemen" motsvarar de ca 30 största fjärrvärmesystemen i Sverige och motsvarar ca 70% av fjärrvärmeleveranserna (se också avsnitt 2.1.3).

#### 3.8.1 Spillvärmeutnyttjande från vätgasproduktion

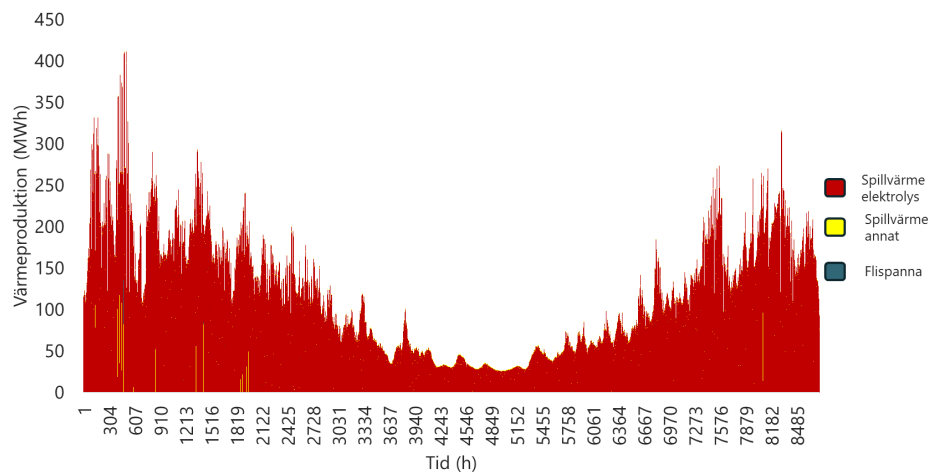
Resultaten från scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" visar att modellerade fjärrvärmesystem kan tillgodogöra sig omkring 55% av den tillgängliga spillvärmens från elektrolytörkapaciteten i det svenska energisystemet. I SE1 är

anledningen till att all spillvärme inte kan tillgodogöras att värmelasten i modellerade "verkliga" fjärrvärmesystem inte är tillräckligt stor för att nyttja all tillgänglig spillvärme. I SE1 kan ca 35% av tillgänglig spillvärme i regionen tillgodogöras enligt analysresultaten, där spillvärme kan täcka i princip hela värmebehovet under året i ett modellerat verkligt fjärrvärmesystem, se Figur 38<sup>9</sup>.

I övriga svenska elprisområden är situationen den omvända mot i SE1. Det sammanlagda värmebehovet är högre över året i de modellerade "verkliga fjärrvärmesystemen" i dessa regioner än den mängd spillvärme som finns tillgänglig från vätgasproduktionen i elsystemet. Emellertid nyttjas ändå inte all spillvärme i SE2, SE3 och SE4 i de modellerade fjärrvärmesystemen på grund av att det inte alltid är kostnadsoptimalt för systemet att köra elektrolysörerna så att spillvärmeproduktionen anpassas efter värmelast och elkostnader.

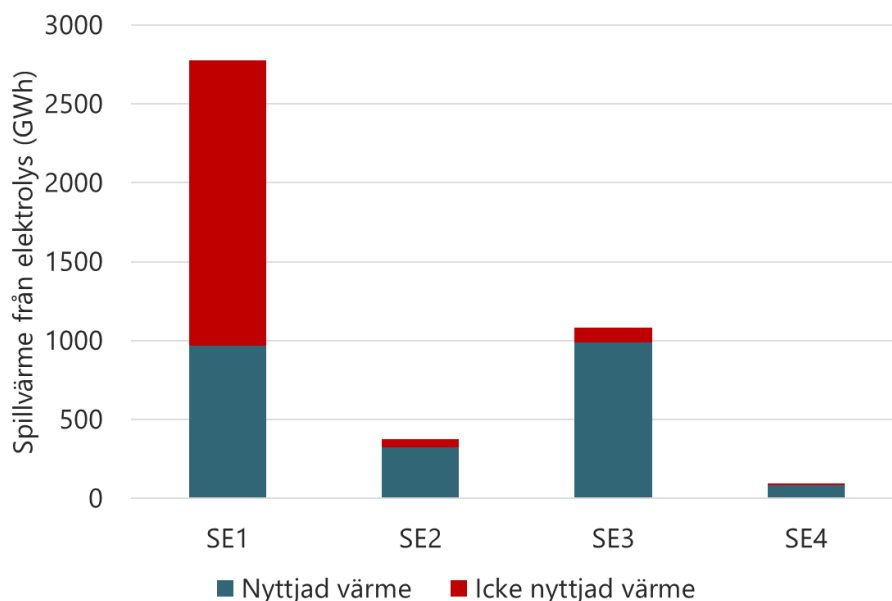
Nyttjandegraden för tillgänglig spillvärme i SE2, SE3 och SE4 blir ca 90% i respektive elområde i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme", se Figur 39.

Totalt sprids vätgasproduktionen ut på 13 orter, där spillvärmerna nyttjas för att ersätta annan värmeproduktion. Av 4 330 GWh tillgänglig spillvärme från elektrolysörerna i det svenska elsystemet i scenariot kan 2 360 GWh nyttjas (ca 55% nyttjandegrad). Nyttjad spillvärme från elektrolysörerna medför att ca 4% av den totala svenska värmeproduktionen från andra källor kan ersättas, samt att nyttjad mängd bränslen (räknat i energi, GWh) kan minska med ca 3%. I Figur 40 visas skillnaden i bränsleanvändning för olika panntyper i svenska fjärrvärmesystem i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med i "Referens".



**Figur 38. Värmeproduktion i ett modellerat verkligt fjärrvärmenät i SE1 i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" år 2035.**

<sup>9</sup> Notera att för detta fall så antas att temperaturen i det aktuella fjärrvärmenätet kan sänkas och att elektrolysörens temperatur kan justeras för att möta temperaturbehovet. Det antas också att det inte behövs någon temperaturspets. Vidare analyser behövs för att utreda hur olika förutsättningar och begränsningar i lokala fjärrvärmesystem påverkar den fysiska möjligheten till spillvärmeutnyttjande från elektrolysörer.



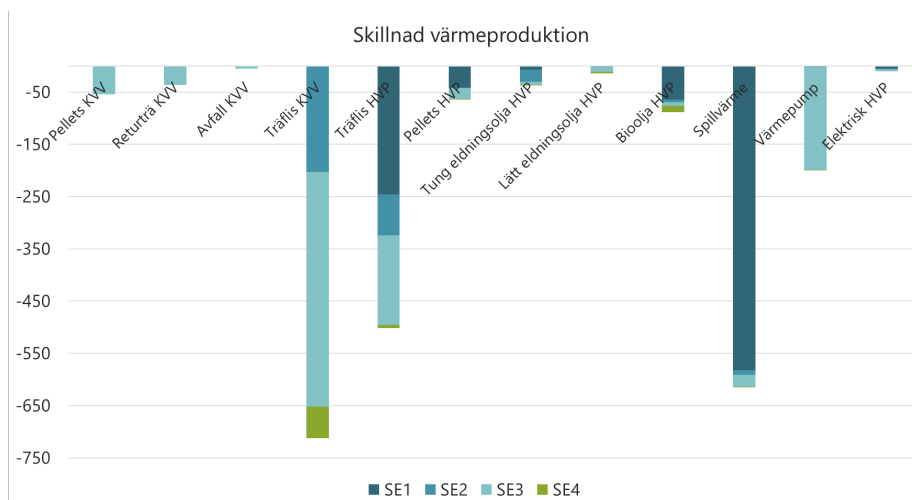
Figur 39. Tillgänglig spillvärme för fjärrvärmeproduktion från elektrolys i Sveriges fyra elprisområden i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" år 2035. Figuren visar också hur mycket av tillgänglig spillvärme som har nyttjats respektive mängden spillvärme som inte kunnat nyttjas i respektive elprisområde.

Från Figur 40 framgår att spillvärme från vätgasproduktionen i scenariot främst ersätter användning av träflis i olika kraftvärmeverk och anläggningar med hetvattenpannor. Det är framför allt träflis i SE3 som ersätts. I SE1 ersätts däremot främst spillvärme från andra källor, men även en del träflis och bioolja. I SE3 ersätts också en del el till värmepumpar med spillvärme från elektrolys.

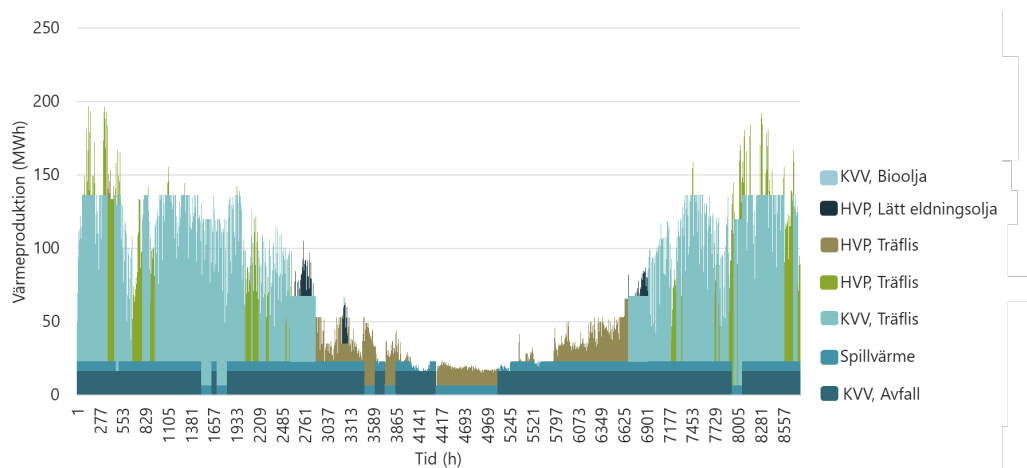
I Figur 41 visas fjärrvärmeproduktionen i ett medelstort fjärrvärmesystem i Mellansverige. I Figur 42 visas produktionsdiagrammet från samma system med tillgång till spillvärme från elektrolys. Elektrolysoren som finns tillgänglig i fjärrvärmesystemet i detta fall är ca 60MW (scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme").

Skillnaden mellan Figur 41 och Figur 42 visar hur spillvärme från elektrolysoren i systemet påverkar den lokala fjärrvärmeproduktionen. Främst minskar användningen av träflis i en av hetvattenpannorna på anläggningen. Under avfallskraftvärmeverkets avställningsperiod under sommaren kan exempelvis ses att spillvärme från elektrolys samt en annan lokal spillvärmekälla räcker för att täcka hela värmebehovet i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme", medan en träfliseldad hetvattenpanna behöver gå in och täcka behovet under sommaren i "Referens".

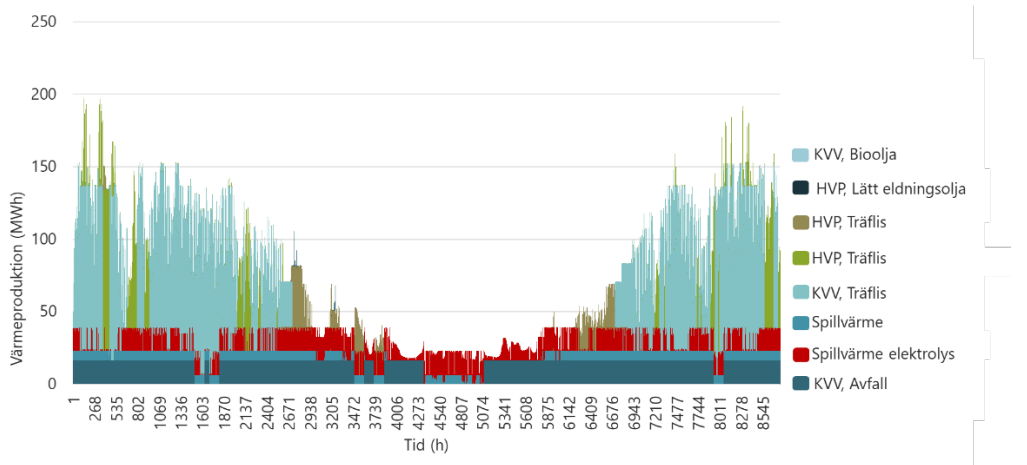
Totalt minskar bränsleanvändningen i fjärrvärmesystemet i Figur 42 med ca 100 GWh, motsvarande ca 15%, jämfört med referensscenariot, varav 85 GWh är träflis och ca 12 GWh är lätt och tung eldningsolja. Även nyttjandet av andra lokala spillvärmekällor minskar något, här med ca 8 GWh. Det finns med andra ord en konkurrens mellan olika spillvärmekällor där dessa finns tillgängliga, vilket också synliggjordes tidigare i Figur 40.



Figur 40. Skillnad i värmeproduktion från olika bränsletyper och pannor i svenska fjärr- och kraftvärmeverk, fördelat på de fyra elprisområdena, i scenariot "Vätgas, Koppling till fjärrvärme" jämfört med i Referensscenariot år 2035. KVV= Kraftvärmeverk, HVP= Hetvattenpanna.

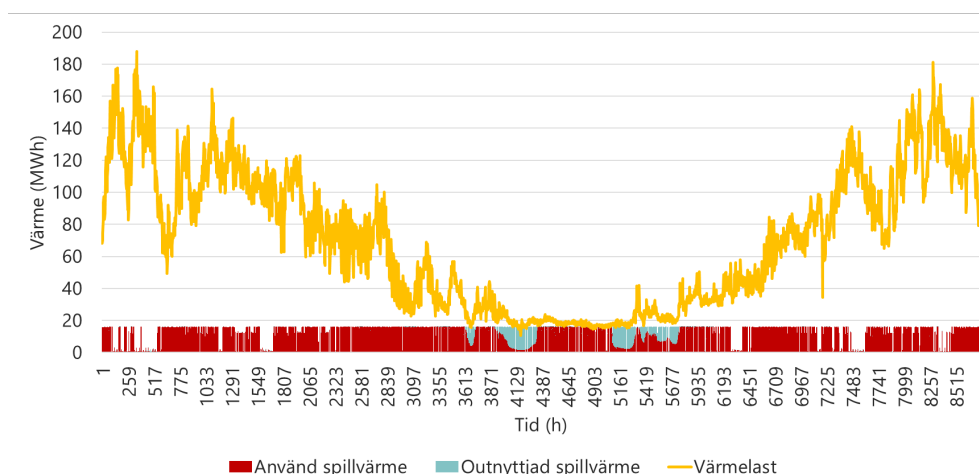


Figur 41. Fjärrvärmeproduktion under 2035 i ett modellerat fjärrvärmesystem på en mellanstor ort i Mellansverige förscenariot "Referens".



Figur 42. Fjärrvärmeproduktion under 2035 i ett modellerat fjärrvärmesystem på en mellanstor ort i Mellansverige för scenario "Vätgas, koppling till fjärrvärmesystem". Fjärrvärmesystemet har här tillgång till spillvärme från en närliggande elektrolysör på ca 60MW.

I Fel! Hittar inte referensskälla. visas hur spillvärmeutnyttjandet från elektrolysören i systemet förhåller sig till den lokala fjärrvärmelasten för samma fjärrvärmesystem som i Figur 41 och Figur 42.



Figur 43. Använd samt outnyttjad spillvärme från elektrolys respektive värmelast i samma fjärrvärmesystem som i Figur 41 och i Figur 42.

Fel! Hittar inte referensskälla. visar att det främst är på sommaren när värmelasten i systemet är låg som tillgänglig spillvärme från elektrolysören inte nyttjas. Figuren indikerar också att det finns längre partier under vinterhalvåret då lite eller ingen spillvärme finns tillgänglig från elektrolysören. Detta innebär att elektrolysören under dessa perioder går på låglast och/eller är avstängd för att hålla nere systemets driftskostnad genom att undvika toppar i elpriset. Under dessa perioder är det med andra ord mer kostnadseffektivt att inte köra elektrolysören utan i stället nyttja tidigare överproduktion av vätgas som samlats i ett lager för att möta den industriella efterfrågan. Detta trots att även värmelasten är hög under dessa perioder och fjärrvärmesystemet därför behöver nyttja dyrare bränslen så som träflis. Samtidigt möjliggör träfliseldning i kraftvärmeverket produktion av el, vilket är gynnsamt under perioder med höga elpriser. Det blir därmed mindre attraktivt att nyttja billig spillvärme från elektrolysörer på vintern än sommaren för system med tillgänglig kraftvärmekapacitet.

I Figur 44 visas skillnaden i bränsleanvändning för elproduktion i svenska kraftvärmeverk för "Vätgas, koppling till fjärrvärmesystem" jämfört med i referensscenariot. I figuren framgår att även för elproduktion i kraftvärmeverk är det främst nyttjande av träflis i SE3 som reduceras i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärmesystem" jämfört med i referensscenariot. Totalt minskad elproduktion från kraftvärme blir 224 GWh i "Vätgas, koppling till fjärrvärmesystem", vilket motsvarar ca

2% av total elproduktion från kraftvärme i Sverige i referensscenariot. Noterbart är att elproduktionen från avfall ökar marginellt i scenariot.



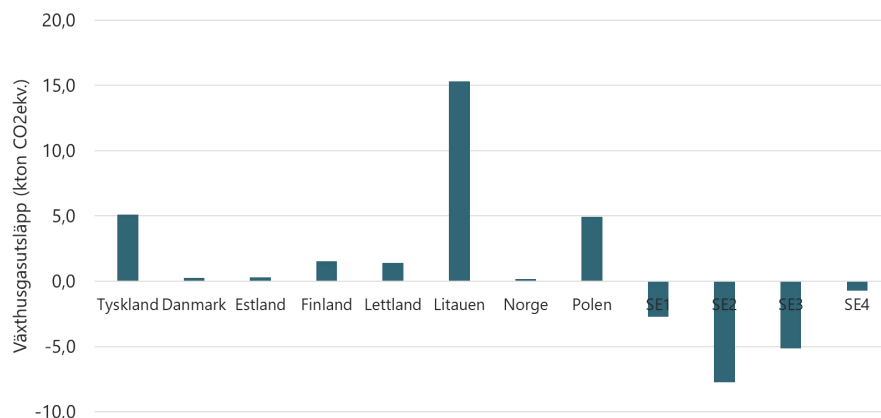
Figur 44. Skillnad i elproduktion från olika bränsletyper i svenska kraftvärmeverk, fördelat på de fyra elprisområdena, i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med "Referens" år 2035.

### 3.8.2 Påverkan växthusgasutsläpp

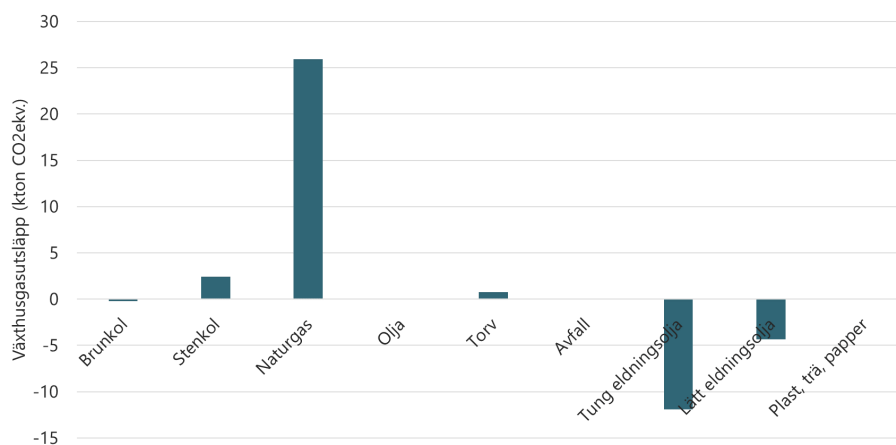
Den förändrade el- och värmeproduktionen i Sverige på grund av tillgång till spillvärme från elektrolys bidrar också till förändring i växthusgasutsläpp från det modellerade energisystemet, om än marginellt. I Figur 45 visas hur utsläppen av växthusgaser skiljer sig mellan olika länder i "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med referensscenariot.

I Figur 45 visas att utsläppen lokalt i Sverige minskar jämfört med referensscenariot när spillvärme från elektrolys kan tillgodogöras, men samtidigt att utsläppen totalt i systemet ökar. Främst sker utsläppsökningar i Litauen och Tyskland. Som nämnt är skillnaderna i utsläpp emellertid marginella. Jämfört med referensscenariot minskar utsläppen i Sverige med ca 16 kton koldioxidkvalitenter, vilket motsvarar omkring en halv procent av utsläppen i det svenska energisystemet för modellåret. Utsläppen i det modellerade elsystemet ökar med 13 kton totalt sett, motsvarande ca 0,02% av hela systemets utsläpp. Utsläppsskillnaden anses därför ligga inom felmarginalen. Att detta fenomen över huvud taget uppstår är dock intressant, då det visar på vikten av att se till hela elsystemet när bedömning av klimatpåverkan från en förändring görs. Anledningen till den marginella utsläppsökningen i systemet beror på att den reducerade elproduktionen från svenska kraftvärmeverk bidrar till något ökad elproduktion i andra delar av det sammanlänkade nordeuropeiska elsystemet där mer av elproduktionen kommer från icke fossila källor.

Det är i första hand användningen av naturgas som ökar, medan nyttjandet av tung och lätt eldningsolja minskar något. Skillnad i växthusgasutsläpp från olika bränslen för scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med "Referens" visas i Figur 46.



**Figur 45. Skillnad i växthusgasutsläpp för olika länder i det nordeuropeiska elsystemet samt Sveriges fyra elområden i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med "Referens" år 2035. Totala växthusgasutsläpp i det modellerade elsystemet är ca 57 Mton koldioxidekvivalenter.**

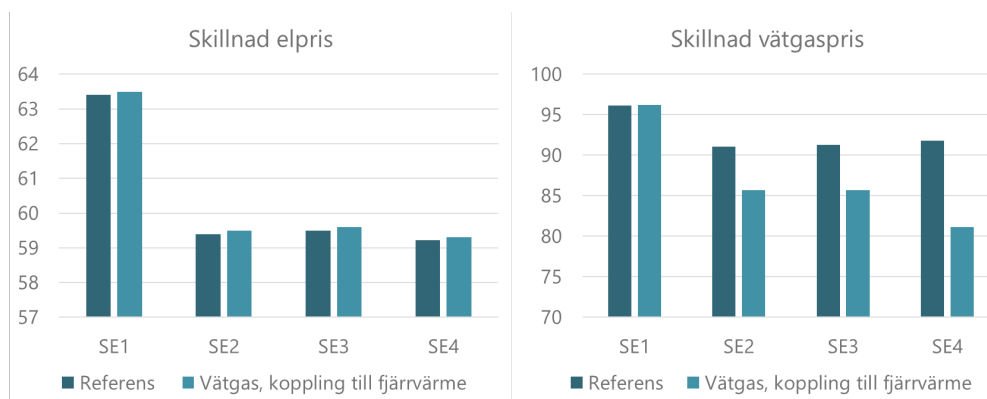


**Figur 46. Skillnad i växthusgasutsläpp från olika bränslen i det nordeuropeiska elsystemet i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med i Referensscenariot år 2035. Totala växthusgasutsläpp i det modellerade elsystemet är ca 57 Mton koldioxidekvivalenter.**

### 3.8.3 Påverkan på systemkostnader och priser

Totalt sett bidrar nyttjandet av spillvärme från vätgasproduktion till minskad drifts- och underhållskostnad i det modellerade elsystemet genom reducerade kostnader för bränsle till kraft- och fjärrvärmeproduktion. Detta trots totalt sett ökade växthusutsläpp, vilka medför en marginellt högre EU ETS-kostnad samt en liten minskning i total elproduktion från kraftvärme. Totalt minskas systemets kostnad med omkring 63 MEuro i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme" jämfört med referensscenariot, vilket motsvarar ca 0,3% av drifts- och underhållskostnaden för hela systemet. Värdet av att nyttja spillvärme från elektrolys i Sverige jämfört med att inte göra det blir därmed ca 63 MEuro, givet förutsättningarna som satts upp i det modellerade scenariot. Aspekter som eventuellt ökande transportkostnader för vätgas har här inte beaktats. Fler analyser av samspelet mellan restvärmeutnyttjande från elektrolys i svensk kraft- och fjärrvärmeproduktion behövs för att säga något om värdet av detta generellt.

I Figur 47 visas hur el- och vätgaspriserna i de fyra svenska elprisområdena påverkas av huruvida spillvärme från elektrolys kan nyttjas i fjärrvärmeproduktion eller ej.



Figur 47. Skillnad i genomsnittligt el- respektive vätgaspris i de svenska elprisområdena mellan scenarierna "Vätgas, koppling till fjärrvärme" och Referens för modellåret 2035.

Skillnaderna som visas i elpris i Figur 47 mellan scenarierna "Vätgas, koppling till fjärrvärme" och "Referens" är mycket små. Emellertid ökar elpriset marginellt för samtliga elområden när spillvärme från elektrolys kan nyttjas. Denna ökning kan dels bero på reducerad elproduktion från kraftvärme i SE2, SE3 och SE4 när mer spillvärme nyttjas och då ersätter värmeproduktion i kraftvärmeverk. Dels kan skillnaden bero på viss förändring i körmönstret för större elektrolysörer, vilket under perioder kan påverka elpriset.

Trots marginella skillnader i elpris mellan scenarierna som visas i Figur 47 så är skillnaderna i vätgaspris betydligt större, åtminstone i SE2, SE3 och SE4. I SE1 är vätgaspriset i princip detsamma i båda scenarierna, vilket beror på att en relativt liten andel av spillvärmerna från elektrolys som nyttjas i fjärrvärmeproduktionen (ca 35%, se ovan) samt att det framför allt är annan spillvärme som ersätts. I resterande elområden har emellertid värdet som fås ut av vätgasproduktion ökat markant då spillvärme från elektrolyprocessen kan nyttjas. I SE2 och SE3 har vätgaspriset sjunkit med ca 6% i scenariot "Vätgas, koppling till fjärrvärme". För SE4, där vätgasproduktionen totalt sett är låg och möjligheterna till ökat spillvärmeutnyttjande är hög, så sjunker vätgaspriset med nästan 12% jämfört mer "Referens".

Genom att nyttja spillvärme från elektrolys i lokal fjärrvärmeproduktion kan med andra ord vätgaspriser reduceras, förutsatt att det finns tillräcklig avsättning för spillvärmerna. Elpriset verkar samtidigt i stort sett opåverkat av spillvärmeutnyttjande. Eventuellt kan elpriserna öka något på grund av minskad elproduktion i lokala kraftvärmeverk samt viss förändring i körmönster hos elektrolysörer med stort elbehov.

Genom att nyttja spillvärme från elektrolys i lokal fjärrvärmeproduktion kan med andra ord vätgaspriser reduceras, förutsatt att det finns tillräcklig avsättning för spillvärmerna. Elpriset verkar samtidigt i stort sett opåverkat av spillvärmeutnyttjande. Eventuellt kan elpriserna öka något på grund av minskad



elproduktion i lokala kraftvärmeverk samt viss förändring i körmönster hos elektrolysörer med stort elbehov.

#### 3.8.4 Vätgas som bränsle för fjärrvärme

Spillvärmeutnyttjande från elektrolysörer och värme från vätgaseldade gasturbiner i kraftvärmedrift har vidare undersökts i scenariot "Investering batterier & vätgasflex, koppling till fjärrvärme". EPOD-modellen har här fått möjlighet att investera i vätgasflexibilitet (överkapacitet i elektrolysörer, vätgaslager och gasturbiner) och, på samma sätt som i föregående analys, förlägga vätgasproduktion i anslutning till olika fjärrvärmesystemen i Sverige. Spillvärmeutnyttjande i fjärrvärmenäten möjliggjordes från såväl elektrolysörer som gasturbiner.

Jämfört med i fallet "Investering batterier & vätgasflex" har EPOD-modellen därmed möjlighet att, utöver intäkter från elmarknaden, erhålla värde från gasturbiner genom att tillvarata spillvärme i lokala fjärrvärmenät. Därigenom kan behovet av bränsle för fjärrvärmeproduktion potentiellt minska, liksom det modellerade systemets kostnader. Känslighetsanalysen visar emellertid att under rådande modellförutsättningar görs inga investeringar i vätgaseldade gasturbiner i Sverige, precis som i scenariot "Investering batterier & vätgasflex". Möjligheten att tillvarata spillvärme när vätgas nyttjas som bränsle till gasturbiner räcker därmed inte för att investeringar i gasturbiner ska bli kostnadseffektivt för förutsättningarna i det undersökta scenariot. Att begränsa möjligheterna för batteriinvesteringar, vilket genererade investeringar i vätgasturbinkapacitet i Tyskland (vilket redogjorts för i tidigare avsnitt) har i detta sammanhang inte testats.

## 4 Slutsatser

I denna studie har vätgasens potentiella roll som flexibilitetsresurs i ett framtida elsystem analyserats. Detta har gjorts med ett systemperspektiv och genom användandet av kvantitativa energisystemanalytiska modeller som stöd för analysen. Genom kontrasterande scenarieförutsättningar har vätgas som en flexibel resurs i el- och energisystemet testats. Analyserna fokuserar på Sverige men som en del i det nordeuropeiska energisystemet. I detta avsnitt sammanfattas insikter och slutsatser från studien

*Om balansering av elsystemet genom flexibel användning av elektrolysörer*

- **Flexibel vätgasproduktion kan bidra med minskat effektbehov vid elpristoppar.** Flexibilitet kopplat till elektrolysbaserad vätgasproduktion kan bidra till att hålla nere de totala driftskostnaderna i elsystemet och minska effektbehovet vid elpristoppar. Detta görs genom att mer vätgas än den momentana industriella efterfrågan produceras i tillgänglig överkapacitet i elektrolysörer under timmar på året då det finns god tillgång på billig el i systemet. Överskottet på vätgas lagras i vätgaslager för att sedan nyttjas för att möta det industriella vätgasbehovet under timmar då elpriset är högt och elektrolysörerna kan gå ner i effekt eller stängas av.
- **Flexibel vätgasproduktion ger minskade eltillförselkostnader och under många förutsättningar lägre systemkostnader.** I studiens kostnadsminimerande modellberäkningar får flexibel elanvändning vid vätgasproduktion ett genomslag för de scenarieförutsättningar som har undersökts. Resultaten indikerar således att användning av vätgaslager i kombination med en överkapacitet i elektrolysörer kan minska energisystemets kostnader i jämförelse med en utveckling där detta alternativ inte används. Trots att investeringar i elektrolysörer med en produktionskapacitet som överskrider vätgasefterfrågan och vätgaslager i sig innebär ökade kostnader, minskar samtidigt den totala kostnaden för elsystemet genom ett minskat kapacitetsbehov för elproduktion samt ett bättre utnyttjande av väderberoende elproduktion (mindre spill).
- **Potential beror av efterfrågad vätgas, andel väderberoende kraftproduktion och tillgång till annan flexibilitet.** Den tekno-ekonomiska potentialen för balansering av elsystemet genom flexibel elektrolysbaserad vätgasproduktion beror av ett flertal faktorer. Förutom direkt teknikrelaterade faktorer som kostnader och effektivitet i aktuella vätgassystem, påverkar systemrelaterade faktorer som andel väderberoende kraftproduktion, efterfrågan på vätgas, och tillgång till annan flexibilitet i systemet. En framtida utveckling med en hög andel variabel väderberoende kraftproduktion, som ger en variation i elpriserna, är en förutsättning för att vätgasbaserad flexibilitet skall vara ett intressant alternativ. Tillgång till vattenkraft eller annan planerbar elproduktion ger generellt ett mindre behov av ytterligare flexibilitet i systemet. Till skillnad från batterilagring och "power-to-grid-to-power" utgör

nivån på vätgasefterfrågan (från till exempel från industrin) en begränsande faktor för balanseringspotentialen från flexibel användning av elektrolysörer.

#### *Om balansering av elsystemet genom vätgasbaserad elproduktion*

- **Hög andel variabel elproduktion och stora vätgaslager förbättrar förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion.** För att vätgasbaserad elproduktion ska vara lönsam måste det rådande elpriset vara tydligt högre än värdet på vätgasen som förbränns för att täcka de rörliga kostnaderna. Genom investeringar i vätgaslager, tillräckligt stor andel väderberonde elproduktion med mycket låga rörliga kostnader och, som konsekvens därav, tillräcklig omfattning av låga elpriser kan förutsättningarna för vätgasbaserad elproduktion under tillfällena med mycket höga elpriser bli gynnsamma. Det hela handlar om en balans mellan de nyttor som då erhålls och kostnaderna för vätgaslager och ”överkapacitet” i väderberoende elproduktion.
- **Ju större vätgaslager desto större är frikopplingen mellan el- och vätgaspris.** Tillgången till vätgaslager är avgörande för hur elpris och vätgaspris förhåller sig till varandra. Utan tillgång till lager är det ett linjärt samband mellan vätgaspris och elpris. Finns det ingen flexibilitet i hur elektrolysörerna kan köras, är det aktuella vätgaspriset helt beroende av det aktuella elpriset (avser vätgas från elektrolys). När flexibilitet i form av lager finns i systemet, kan den linjära kopplingen mellan priserna brytas. I vilken utsträckning beror av grad av flexibilitet, det vill säga elektrolysörens överkapacitet och storlek på vätgaslagren.
- **Möjligheterna för vätgasbaserad elproduktion i Sverige är små men något större på kontinenten.** Modellanalysen i ett 2035-perspektiv indikerar att det i Sverige är svårt att få lönsamhet i vätgasturbiner om intäkterna kommer från endast elmarknaden (dagen-före-marknaden). Förutsättningarna kan förbättras om även intäktsströmmar från stödtjänstmarknader eller andra nätstabiliserande nyttor räknas in. Detta har dock inte beaktats kvantitativt i denna studie. Inte heller samförbränning med exempelvis bioolja eller biogas, vilket skulle kunna förbättra de ekonomiska förutsättningarna, har beaktats. Modellanalysen pekar däremot på att förutsättningarna för vätgasturbiner är bättre i exempelvis Tyskland. Där är elprisvariabiliteten tillräckligt hög för att investeringarna under vissa förhållanden ska bli lönsamma.

#### *Om konkurrens och samverkan mellan olika typer av energilagring*

- **Batterier är både en konkurrent och ett komplement till vätgaslager.** Vätgas kan lagras för både kortsiktiga och långsiktiga flexibilitetsbehov. Flexibilitet som bygger på vätgaslager och flexibel vätgasproduktion kopplat till en vätgasefterfrågan har i analysen visat sig ha goda förutsättningar för kostnadseffektivitet, men potentialen är begränsad just eftersom den förutsätter en vätgasefterfrågan. Vätgasbaserad elproduktion har inte denna begränsning men de ekonomiska förutsättningarna utgör i detta fall en utmaning. För att möta kortsiktiga flexibilitetsbehov är lagring av el i batterier ett tydligt alternativ. Modellanalysen tyder på att batterier konkurrerar med vätgaslagring vad gäller att bemöta kortsiktiga flexibilitetsbehov. Samtidigt kan batterier och vätgaslagring komplettera varandra genom att hantera

flexibilitetsbehov på olika tidshorisonter: batterier hanterar, i större utsträckning, kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov.

### *Om elmarknadskonsekvenser av vätgas och flexibilitet*

- **Energilager har en utjämnande effekt på elpriset – i tid och rum.** Genom att energilagren laddas då elpriset är lågt och laddas ur då priset är högt flyttas en del av eluttaget från nätet från höglasstimmor till låglasstimmor. På vilken tidshorizont som priserna jämnas ut (mellan dag och natt, mellan säsonger, etc.) beror på vad för typ av lagring som avses (batteri, vätgas-LRC, etc.). Storleken på effekten beror i sin tur på hur mycket lager som installeras i systemet. Utöver en utjämnning av elpriset över tid, ger energilager även en utjämnning av elpriset mellan regioner (prisområden). Detta innebär att regioner med högre elpriser kan få lägre elpriser, medan regioner med låga elpriser kan få högre elpriser som ett resultat av att energilager tar plats i energisystemet.
- **Energilagrens effekt på intäkter från elproduktion varierar mellan kraftslag.** Det elpris som olika kraftslag erhåller för sin produktion kan se helt annorlunda ut beroende på när på året som produktionen sker. Som tidigare nämnts, så minskar energilagring prisvariationen på elmarknaden: låga priser höjs och höga priser sänks. Till exempel kraftvärmeproduktion tenderar därför att få en lägre genomsnittlig intäkt i ett system med lager. Effekten för exempelvis sol är den motsatta. För flera andra kraftslag är effekten inte entydig. Detta inkluderar även vindkraft som är exempel på ett kraftslag där nettoeffekten på den genomsnittliga intäkten skiljer sig mellan olika fall i modellanalysen. Elpriserna är visserligen generellt sett låga när vindkraften produceras som mest, men en betydande del av vindkraftens produktion sker också under högpristimmor. I vilken grad låga priser höjs i relation till i vilken grad höga priser sänks får alltså betydelse för nettoeffekten.
- **Lokalisering av vätgasproduktion är av betydelse för elprisutvecklingen på elområdesnivå.** Var i landets vätgasproduktion förläggs kan alltså få stor betydelse för elprisbilden i Sverige. Ett scenario där vätgasproduktionen lokaliseras i nära anslutning till framtida vätgasefterfrågan kan innebära att dagens elpriskarta delvis vänds upp och ner med högre priser i norr än i övriga landet. Modellanalysen visar vidare att närhet mellan vätgasproduktion och produktion av variabel, förnybar el har potential att sänka elpriset. Om vätgasproduktionen förläggs längre från användningen av vätgas uppstår emellertid transportkostnader, som potentiellt kan orsaka en markant ökning av användarens kostnad för vätgas (kostnader för vätgastransport har inte beaktats kvantitativt i analysen).

### *Om vätgas och fjärrvärme*

- Utnyttjandet av spillvärme från elektrolyprocessen kan bidra till minskade drifts- och underhållskostnader i elsystemet. Även vätgaspriser kan sänkas markant, då ett ökat värde erhålls från vätgasproduktionen. Sänkta kostnader och vätgaspriser är emellertid helt beroende av att det finns avsättning för spillvärmerna, samt vilka bränslen som ersätts. Om kraftvärmeproduktion

reduceras på grund av ökat spillvärmeutnyttjande kan det såväl öka elpriset som skapa ökade växthusgasutsläpp i det sammankopplade nordeuropeiska elsystemet, även om utsläpp lokalt ofta kan minskas.

## 5 Referenslista

- Andersson, J., Grönkvist, S., 2021. A comparison of two hydrogen storages in a fossil free direct reduced iron process, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 56, Pages 28657-28674.
- Danish Energy Agency och Energinet, 2017 (med uppdateringar tom april 2021). Technology Data for Renewable Fuels (version number: 0007). Tillgänglig på <<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-renewable-fuels>> (2022-01-15)
- Danish Energy Agency och Energinet, 2018 (med uppdateringar tom januari 2020). Technology Data for Energy Storage (version number: 0007). Tillgänglig på <<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>> (2022-01-15)
- Danish Energy Agency och Energinet, 2016 (med uppdateringar tom februari 2022). Technology Data for Generation of Electricity and heating (version number: 0010). Tillgänglig på <<https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-generation-electricity-and>> (2022-02-26)
- Energimyndigheten, 2023. Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050. Statens energimyndighet, ER 2023:07.
- Hagberg, M., Unger, T., Edvall, M., Hamon, C., Krönert, F., Renström, J., Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Syntesrapport. Energiforsk, Stockholm.
- International Energy Agency (IEA), 2021. Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database. Tillgänglig på <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database>> (2022-02-12)
- International Energy Agency (IEA), 2023. Global Energy and Climate Model, Documentation – 2023. International Energy Agency.
- Kruck O, Crotofino F, Prelicz R, Rudolph T, 2013. Overview on all known underground storage technologies for hydrogen. HyUnder 2013 August. Deliverable, 2013(3.1).
- Lord, A.S., Kobos, P.H., Borns, D.J., 2014. Geologic storage of hydrogen: Scaling up to meet city transportation demands. *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 39, Issue 28, 23 September 2014, Pages 15570-15582.
- Papadias, D.D., Ahluwalia, R.K., 2021. Bulk storage of hydrogen, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 46, Issue 70, Pages 34527-34541.
- Roupe, R., Rundqvist Yeomans, G., Östling, E., Krönert, F., 2024. Vätgas för ett balanserat elsystem – Analys av stödtjänstmarknader. Energiforsk, Stockholm.

Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F., 2022. The value of flexible fuel mixing in hydrogen-fueled gas turbines – A techno-economic study, *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 47, Issue 74, 2022, Pages 31684-31702.

# VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – ANALYS UR ENERGISYSTEMPERSPEKTIV

I ett framtida energisystem kan vätgas utgöra en flexibel resurs som bidrar till att balansera elsystemet på olika tidshorisonter. I denna rapport utvärderas hur vätgas kan påverka elsystemet och bidra med flexibilitet. Resultatet berör ett brett spektrum av aspekter kopplat till vätgasflexibilitetens möjligheter och utmaningar. Bland annat visar resultaten att flexibel drift av elektrolysörer för vätgasproduktion har stora möjligheter att på ett kostnadseffektivt sätt bidra till ett dämpat effektbehov. Studien visar även att flexibilitet och energilagring påverkar elprisbilden, med en utjämnande effekt på elpriset över tid och också mellan olika elprisområden. Effekten på elprisbilden får i sin tur konsekvenser för olika kraftslags intjäningsförmåga. Vidare indikeras att batterier och vätgaslagring kan komplettera varandra genom att bidra till balansering på olika tidshorisonter: batterier kan, i större utsträckning, hantera kortsiktiga behov och vätgaslagring mer långsiktiga behov.

## 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).

