

# SEKTORKOPPLING FÖR ETT MER EFFEKTIVT ENERGISYSTEM

RAPPORT 2021:764



SEKTORKOPPLING EL, GAS OCH  
FJÄRRVÄRME





# **Sektorkoppling för ett mer effektivt energisystem**

Förstudie gas tillsammans med el och fjärrvärme

LINDA DYAB  
PIA-MARIA BONDESSON  
HÅKAN SKÖLDBERG  
JOHAN HOLM  
MAGNUS BROLIN  
SOFIA NYSTRÖM  
REBECCA SAMUELSSON

ISBN 978-91-7673-764-4 | © Energiforsk april 2021

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



## Förord

**Sveriges energisystem förändras i snabb takt. El produceras på nya sätt, industrin ställer om till förnybar produktion och samhället elektrifieras allt mer, vilket innebär nya utmaningar för vårt energisystem. En ökad sektorkoppling kan ge nya möjligheter att hantera utmaningarna och på det sättet bidra till ett mer resurseffektivt och koldioxidneutralt energisystem.**

Den här är en förstudie som har tittat på vilka systemvinster och synergier som sektorkoppling, det vill säga vad en bättre samverkan och integrering av energiinfrastruktursystemen för el, gas och fjärrvärme, leder till. Förutsättningar och möjligheter för sex olika sektorkopplingar har analyserats. Förstudien ger också förslag på vidare forsknings-, utvecklings- och demonstrationsprojekt som ser till en ökad sammankoppling av hela energisystemet.

En konsultgrupp bestående av Linda Dyab & Pia-Maria Bondesson, Sweco, Håkan Sköldberg & Johan Holm, Profu och Sofia Nyström & Magnus Brolin, Rise har genomfört projektet. Energiforsk genom Bertil Wahlund har varit samordnande.

De företag som har finansierat, och också deltagit i projektets styrgrupp är Nordion Energi, Gasnätet Stockholm, Göteborg Energi, Varberg Energi, Öresundskraft, Kraftringen, Gasum, Tekniska verken i Linköping, Mälarenergi, Vattenfall Eldistribution, Svenska kraftnät, Energigas Sverige och Energiföretagen Sverige. Energiforsk tackar styrgruppen för värdefull input!

Bertil Wahlund, Energiforsk

April, 2021

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

## Sammanfattning

**Den här förstudien avser att undersöka olika möjligheter för gassystemet att kopplas samman med el- och värmesystemet för att uppnå synergier i energisystemet i stort. En sektorkoppling definieras här som den teknik som sammankopplar minst två energisystem, och omvandlar en energibärare till en annan. Nyttorna med att sektorkoppla kan till exempel innefatta balansering av elsystemet, minskade utsläpp eller tillvaratagande på energi som annars skulle gått förlorad.**

Studien har undersökt sex sektorkopplingar för att i ett förstudiestadium bedöma realiseringspotentialen hos respektive sektorkoppling. Vidareförädling av vätgas är specifikt också undersökt i ett eget avsnitt. Resultaten är tänkta att användas i framtida mer detaljerade analyser. Nedan följer en sammanställning av de undersökta sektorkopplingarna och dess viktigaste slutsatser.

**Gasturbiner i elsystemet.** Sektorkopplingen innefattar gasturbiners potential att bidra med effekt vid ansträngda timmar i elnätet samt att lösa flaskhalsproblematik. Gasturbiner är en konventionell teknologi som idag finns i elsystemet för det här ändamålet. Bedömning har gjorts att det kommer krävas en annan högre prisbild på el eller en ändrad marknadsutformning, till exempel implementering av kapacitetsmarknader, för att ge sektorkopplingen ekonomisk täckning. Dess tekniska potential och funktion är dock god, eftersom flexibel elproduktion kommer behövas i större utsträckning när mer variabel elproduktion introduceras på marknaden.

**Elproduktion genom vätgas.** Sektorkopplingen är vätgasdrivna gasturbiner och bränsleceller som kan bidra med spetslastproduktion till elsystemet. Analysen visar att båda teknologierna har god teknisk potential och ungefär lika höga investerings- och driftkostnader. Som i sektorkopplingen ovan krävs dock en bättre ekonomisk täckning för att få lönsamhet, då dessa i jämförelse med befintlig teknologi (fossilt drivna gasturbiner) är alldeles för dyra. I och med EU:s vätgassatsning väntas priset på vätgas sjunka samtidigt som hårdare klimatkrav kommer införas. Mot 2040 kan detta, ihop med en mer gynnsam marknadsutformning, möjliggöra realiseringen.

**Balansreglering genom elektrolysörer.** Sektorkopplingen består av att elektrolysörer bidrar med balansreglering genom att eltillförseln ökas eller minskas, för att tillhandahålla stödtjänster på balanskraftsmarknaden. Utgångspunkt är att elektrolysörerna är en del av en industriprocess och dimensionerade, med eller utan ett vätgaslager, för att ha möjlighet att verka på balanskraftsmarknaden samtidigt som den mängd vätgas som krävs för industriprocessen inte äventyras. Analysen visar att det finns teknisk och ekonomisk potential att drifva elektrolysörer på detta sätt, både nu och i framtiden.

**Restvärme från vätgasproduktion med elektrolys.** Sektorkopplingen går ut på att restvärme från elektrolysörer eventuellt kan utnyttjas i fjärrvärmesystem. På kort sikt är förutsättningarna generellt sett medelmåttiga på grund av en liten marginal mellan framledningstemperatur och restvärmemetemperaturen, men lokala skillnader

är troliga. På längre sikt förbättras förutsättningarna till goda vilket kan förklaras av en eller flera anledningar som att elektrolytörskapaciteten ökar, att högttemperaturelektrolysörer tar plats på marknaden, eller att fjärrvärme omvandlas till/ersätts av lågttemperaturfjärrvärme.

**Gaspannor i fjärrvärmesystemet.** Sektorkopplingen består av enklare hetvattenpannor i fjärrvärmesystem som eldas med gas. Dessa anläggningar har låga investeringskostnader men höga rörliga kostnader, vilket gör dem attraktiva för spetsproduktion. En investering i gaspannor måste vägas mot andra alternativ vilket innefattar andra typer av produktion eller flexibilitet i form av lagring. Varje fjärrvärmesystems unika sammansättning av produktionsanläggningar kommer styra huruvida en gaspanna är den mest lönsamma investeringen.

**Gaseldad kraftvärme.** Sektorkopplingen bidrar med stor nytta, både som generell producent av värme och el samtidigt som den bidrar till eleffektssäkring inom några av Sveriges större städer. Investering i nya anläggningar är olönsamt enligt rådande förutsättningar men drift av befintliga kan komma att fortsätta, speciellt då problem kopplade till elnätsbegränsningar spås bli större. Obalanser i elsystemet kan leda till en modell för effektintäkter vilket gynnar den gaseldade kraftvärmens. Hur mycket befintliga anläggningar kommer användas framgent beror på utbudet och pris på gaser samt vilken prisbild som i framtiden kommer gälla på marknaderna för el och fjärrvärme.

Det är möjligt att vidareförädla vätgas genom metanisering vilket gör att befintlig infrastruktur och teknologi i större utsträckning kan användas utan modifiering.

I figuren nedan sammanfattas de olika sektorkopplingarnas uppskattade realiseringspotential till år 2025, 2030 och 2040. Förstudien avslutas med att presentera ett antal förslag på möjliga forsknings-, utvecklings- eller demonstrationsprojekt som ser till hela energisystemet för ökad sektorkoppling mellan el, gas och fjärrvärme.

Sektorkoppling	Bedömning		
	2025	2030	2040
Gasturbiner i elsystemet	●	●	●
Elproduktion genom vätgas (gasturbin)	●	●	●
Elproduktion genom vätgas (bränslecell)	●	●	●
Balansreglering genom elektrolysör	●	●	●
Restvärme från vätgasproduktion med elektrolysör	●	●	●
Gaspannor i fjärrvärmesystem	●	●	●
Gaseldad kraftvärme	●	●	●

## Summary

**This pilot study explores potential sector couplings between the gas sector and the electricity and heating sectors. A sector coupling is defined as a technology that pairs at least two energy systems and converts energy from one carrier to another. The purpose of these technologies is to utilise synergies within the overarching energy system to obtain benefits, such as balancing the electricity system, a reduction in emissions or retrieval of waste energy that would otherwise be lost.**

Six sector couplings are analysed with the aim to appreciate their potential of realization from the perspectives of technology, costs and profitability, institutional barriers, and other external factors. In addition, further processing of hydrogen is analysed separately. The results are meant to offer support to future more detailed studies. Below is a summary of each sector coupling and their most important findings.

**Gas turbines in the electricity system.** This sector coupling is turbines powered by energy gas that when need occur can assist the electricity system with peak power and alleviate bottlenecks in the transmission network. This is a conventional technology that already exists in the electrical system for this purpose. However, for it to be profitable higher electricity prices or a new market design, such as a capacity market, is necessary. The technological potential and functionality of this sector coupling is very good and the demand for flexible electricity production is expected to increase as intermittent electricity production takes up an increasing share of total production.

**Hydrogen electricity production.** The sector coupling consists of either hydrogen powered gas turbines or fuel cells that can offer peak power production to the electricity system. The analysis shows that both technologies have good technological potential and similar investment and operational costs. As for the gas turbines above, the financial outlook is uncertain due to very high costs compared to traditional fossil powered gas turbines. However, considering the European hydrogen strategy the hydrogen price is expected to decrease which combined with tougher climate regulation and a beneficial market design the outlook towards 2040 looks promising.

**Balancing power by electrolysis.** In this sector coupling, electrolyzers can offer balancing power by increasing or decreasing their supply of electricity. These services can be offered to the TSO on the ancillary service markets. It is assumed that the electrolyzers are part of an industrial process and capacity wise dimensioned to, with or without access to storage, be able to provide the ancillary services without jeopardising the industrial hydrogen supply. The analysis shows good potential from both a technological and financial perspective to utilise electrolyzers in this context in the near future and going forward.

**Residual heat from electrolyzers.** This sector coupling retrieves the residual heat generated during the electrolysis and utilise it in the district heating system. The short-term potential is mediocre due to a narrow margin between the flow



temperature and the residual heat temperature. However, local differences are likely, and the potential can therefore differ depending on location. The longer-term potential is promising due to one or more of the following developments: expected increase in electrolyser capacity, commercialised high-temperature electrolysers, and low-temperature district heating. The composition of production varies between district heating systems and is the main decisive factors for whether utilising the residual heat is profitable or not.

**Gas powered boilers in the district heating system.** This sector coupling consists of gas-powered boilers suitable to offer peak production to the district heating system. They are suitable for peak production due to the combination of low investment costs and high operational costs. An investment in this technology should be compared to other alternatives such as alternative production technologies or flexibility in the form of storage. As for the previous sector coupling, the unique composition of production for each district heating system is the main explanatory factor for what is the most profitable investment.

**Gas-fired cogeneration.** This sector coupling contributes with great value, both as a general producer of heat and electricity, and as a contributor to the security of electricity supply in some of Sweden's larger cities. While it is not considered profitable to invest in a new plant during current market conditions, continued operation of already existing plants is advisable. This is due to the expectation of increasingly severe problems related to electricity supply such as power imbalances and constraints stemming from limitations in the transmission grid. These problems may further incentives an implementation of a capacity-based market design, i.e. a market design that reimburse for available power resources and not only dispatched power. Such a market would benefit existing gas-fired cogeneration. To which extent existing plants will be utilised in the future depends on the supply and price of gas as well as of electricity and district heating.

It is possible to further process hydrogen through a methanisation process. This is beneficial as existing infrastructure and technologies can be utilised without modification.

The below figure summarises the appreciated potential of realization of each sector coupling towards year 2025, 2030 and 2040, respectively. The analysis results in several proposals for future research and development projects as well as demonstration projects that together consider the entire energy system with increased sector coupling between gas, electricity, and district heating.

Sector coupling	Appreciated potential of realization		
	2025	2030	2040
Gas turbines in the electricity system	●	●	●
Hydrogen electricity production (gas turbine)	●	●	●
Hydrogen electricity production (fuel cell)	●	●	●
Balancing power by electrolysis	●	●	●
Residual heat from electrolysers	●	●	●
Gas powered boilers in the district heating system	●	●	●
Gas-fired cogeneration	●	●	●

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning</b>	<b>10</b>
1.1	Bakgrund	10
1.2	Mål och målgrupp för projektet	11
1.3	Avgränsningar	11
1.4	Metod	11
1.5	Disposition	12
1.6	Förkortningar	13
<b>2</b>	<b>Sektorkopplingar och dess roll i framtidens energisystem</b>	<b>14</b>
2.1	Elsystemets utmaningar	15
2.2	Översiktligt om gasens roll	21
2.3	Gasnätets framtid	27
2.4	Vätgasproduktion och lagring samt bränsleceller	33
<b>3</b>	<b>Sektorkopplingar</b>	<b>40</b>
3.1	Gasturbiner i elsystemet	41
3.2	Elproduktion genom vätgas	51
3.3	Balansreglering genom elektrolysörer	60
3.4	Restvärme från vätgasproduktion med elektrolys	67
3.5	Gaspannor i fjärrvärmesystem	79
3.6	Gaseldad kraftvärme	86
3.7	Vidareförädling av vätgas	93
<b>4</b>	<b>Resultat och diskussion</b>	<b>97</b>
<b>5</b>	<b>Rekommendation för fördjupade studier</b>	<b>100</b>
5.1	Demoprojekt	100
5.2	Systemstudier och modellering	100
5.3	Tekniska studier	101
5.4	Marknadsstudier	102
<b>6</b>	<b>Referenslista</b>	<b>104</b>
<b>7</b>	<b>Appendix</b>	<b>110</b>
7.1	Stödtjänster för balanskraftsmarknaden	110

# 1 Inledning

## 1.1 BAKGRUND

Energieffektiva och miljöanpassade lösningar är en viktig del för att nå de energi- och klimatpolitiska målen. Elproduktionen förändras snabbt. Väderberoende och förnybar elproduktion ökar samtidigt som planerbar elproduktion delvis fasas ut, vilket medför nya förutsättningar för driften av kraftsystemet. Samtidigt förändras samhällets förbrukning av el och samhället elektrifieras i allt större utsträckning, exempelvis inom transportsystemet och genom utbyggnad av datorhallar. Även industrins elektrifiering ställer högre krav på effekttillgång och kapacitet i kraftsystemet. Detta sammantaget leder till att kraftsystemet står inför stora utmaningar med kapacitetsbrister och ökad flexibilitet både på produktionsidan och användarsidan. Även i elnäten finns kapacitetsutmaningar lokalt, regionalt och mellan elområden.

Att i större utsträckning sammankoppla energiinfrastruktursystemen för gas, el och fjärrvärme kan erbjuda andra och nya möjligheter att hjälpa till att lösa el- och övriga energisystemets utmaningar, då detta möjliggör användandet av fler energibärare. Det kan till och med vara en förutsättning för att klara energiomställningen och möta framtidens behov.

Gasnätet har möjlighet att komplettera elnätet då gasnätet kan överföra stora effekter. Gas erbjuder dessutom lagringsmöjligheter och flexibilitet genom till exempel power-to-gas (P2G) och lokal elproduktion genom gasturbiner eller bränsleceller. Stora ansträngningar görs samtidigt för att gasen inom överskådlig tid ska vara förnybar vilket gör den mer aktuell för dessa applikationer och kan drivas på av energi- och klimatomställningen i Europa. I de länder där en utbredd gasinfrastruktur redan existerar är potentialen större.

Utöver att möta behovet av ökad kapacitet i näten är det mycket viktigt att samhället har tillräcklig tillgång till effekt genom lokala produktionskällor. Energilagring och efterfrågefleksibilitet är exempel på andra åtgärder som kan användas för att balansera systemen.

Att utnyttja gasinfrastruktur och gaslager kan bli en viktig del för att flytta elproduktionsöverskott från en period till en annan med elproduktionsunderskott eller ansträngd kraftbalans. Den typen av lastförskjutning kan rentav ha en större potential än efterfrågefleksibilitet på hushålls- eller industrisidan med avseende på tidsrymd och volym, där utsträckningen i tid kan vara mer begränsad.

Det är därför relevant att utreda vilka systemvinster som kan uppnås genom att integrera framförallt infrastruktursystemen för el och gas, men även fjärrvärme, så kallad sektorkoppling.

En nyckel för det framtida energisystemet är att utnyttja den potential för flexibilitet som finns inom befintliga och nya system. En betydande del av potentialen för variationshantering inom elsystemet utgörs av nya sektorkopplingar. För att få detta till stånd behövs ekonomiska incitament, nya och utvecklade marknader för flexibilitet och regelverk.

## 1.2 MÅL OCH MÅLGRUPP FÖR PROJEKTET

Målet med projektet är att identifiera sektorkopplingar som kan bidra till klimatomställningen, med potential att realiseras till 2025, 2030 och 2040. Positiva effekter av en sektorkoppling kan exempelvis vara ett mer robust energisystem, energiåtervinning och/eller minskade utsläpp. Målet med projektet är även att ge förslag på framtida fördjupade studier inom ämnet baserade på de resultat som uppnås.

Målgrupp för projektet är huvudsakligen aktörer inom energibranschen som är intresserade av att lära sig mer om sektorkopplingar samt har som ambition att potentiellt utveckla sin verksamhet genom sektorkopplingar. Det här innefattar styrgruppen men även andra aktörer i branschen. Ett konkret exempel kan vara en forskningschef på ett medelstort energibolag.

## 1.3 AVGRÄNSNINGAR

En sektorkoppling definieras i den här förstudien som *en teknik som sammankopplar minst två olika energisystem och omvandlar en energibärare till en annan*. Exempelvis en elektrolysör som tillverkar vätgas av överskottsel från vindelsproduktion.

Endast sektorkopplingar som sammanbinder gassektorn med el och/eller fjärrvärme ingår i studien. Ett exempel på en sektor som inte omfattas är transportsektorn, och omnämns därför mycket begränsat i rapporten.

De sektorkopplingar som ingår i studien har valts ut i samarbete med projektets styrgrupp och projektledare vid Energiforsk. Rapporten gör inte anspråk på att täcka in alla tänkbara sektorkopplingar.

## 1.4 METOD

Arbetet i detta projekt har utgått från en bred kunskapssammanställning bestående av litteraturstudie, intervjuer samt en inledande workshop med projektets styrgrupp. Vid den inledande workshopen fick styrgruppens medlemmar möjligheten att påverka projektets innehåll utifrån de aspekter och kriterier som beskrivs nedan samt utifrån de sektorkopplingar som förstudien omfattar.

De valda sektorkopplingarna utvärderas enligt ett antal aspekter och kriterier som delats in i fyra grupper. Sektorkopplingarna beskrivs och utvärderas i avsnitt 3. En beskrivning av de fyra grupper av aspekter och kriterier följer, se punktlista nedan.

- **Tekniska möjligheter och potential**  
Vad är det som gör en sektorkoppling möjlig och intressant och när blir den relevant med hänsyn till tid och omvärld. Hur stor är potentialen för en sektorkoppling, potential kan betyda olika saker för olika sektorkopplingar. Är sektorkopplingen kommersiellt redo eller krävs mer teknisk utveckling. Under denna rubrik görs även en jämförelse med andra tekniker som kan åstadkomma samma nytta.
- **Kostnader & lönsamhet**  
Under detta avsnitt beskrivs kostnader för tekniker och energi för

studerade systemkopplingar. Kostnader för sektorkopplingar jämförs även med kostnader för alternativa tekniker som uppnår samma nytta. Resonemang och enklare beräkningar av lönsamhet tas fram där det är motiverat och möjligt inom ramen för en förstudie.

- **Institutionella barriärer**  
Här diskuteras olika typer av regelverk, styrmedel eller organisationsmässiga åsikter som försvårar eller förhindrar att en systemkoppling kan realiseras. Exempel på en barriär för en sektorkoppling är användning av fossila energikällor som krockar med t.ex. mål kring fossilfrihet.
- **Viktiga påverkansfaktorer**  
Faktorer som inte passar in i de tre kategorierna ovan men som anses vara av stor vikt för sektorkopplingarnas generella potential har samlats under denna rubrik, *viktiga påverkansfaktorer*. Sektorkopplingarna som är undersökta i denna rapport skiljer sig, i vissa fall, markant från varandra vilket gör att innehållet i detta avsnitt varierar stort.

Varje sektorkoppling utvärderas kvalitativt individuellt utifrån ovan grupper. På grund av varierande informationstillgång och olika omfattande sektorkopplingar är analyserna olika djupgående. Utvärderingen sker för tre tidsperioder, fram till 2025, 2030 och 2040, och med hjälp av ett system bestående av tre färger, grön, gul och röd. Grön innebär goda förutsättningar, gula medelgoda förutsättningar och röd innebär svåra förutsättningar. En sammantagen bedömning görs för varje sektorkoppling. Vissa aspekter är naturligt mer avgörande än andra, om exempelvis den tekniska potentialen bedöms som svår är de totala förutsättningarna för sektorkopplingen mycket begränsade.

För utvalda sektorkopplingar har sedan förslag på vidarestudier tagits fram, se avsnitt 5.

## 1.5 DISPOSITION

Rapporten är disponerad som följer, i avsnitt 2 presenteras relevant bakgrundsinformation som beskriver elsystemets utmaningar och behov av flexibilitet, gasens roll i ett framtida energisystem och möjliga scenarier för gasinfrastrukturens framtid, slutligen ges en beskrivning av vätgasproduktion och -lagring samt den globala bränslecellsmarknaden. I avsnitt 3 analyseras de sex sektorkopplingarna såsom beskrivits ovan, dessutom undersöks vidareförädling av vätgas. I avsnitt 4 diskuteras resultaten från avsnitt 3. Slutligen, i avsnitt 5 presenteras ett antal förslag på möjliga forsknings-, utvecklings- eller demonstrationsprojekt som ser till hela energisystemet för ökad sektorkoppling mellan el, gas och fjärrvärme.

## 1.6 FÖRKORTNINGAR

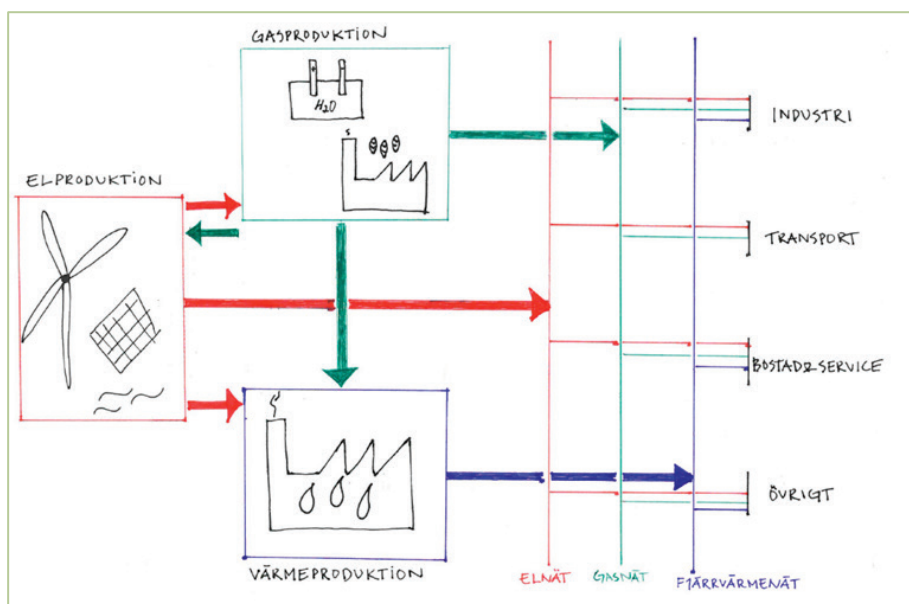
AEL	Alkaline electrolysis
CAPEX	Kapitalutgifter
CCS	Carbon Capture Storage
CCU	Carbon Capture and Utilization
FCHEA	Fuel Cell & Hydrogen Energy Association
G2P	Gas-to-Power
LHV	Lower Heating Value
LNG	Liquefied Natural Gas (Flytande naturgas)
LRC	Lined Rock Cavity
OCGT	Open Cycle Gas Turbine
OPEX	Driftskostnader
P2G	Power-to-Gas
PEM (bränslecell)	Proton Exchange Membrane
PEM (elektrolysör)	Polymer Electrolyte Membrane
SOEC	Solid Oxide Electrolyser

## 2 Sektorkopplingar och dess roll i framtidens energisystem

I denna rapport diskuterar vi sektorkopplingar mellan gas, el och fjärrvärme. Med sektorkoppling avser vi här tekniker som sammankopplar minst två olika energisystem och omvandlar en energibärare till en annan. Det är intressant att undersöka sådana sektorkopplingar eftersom de i många fall bidrar till ökad effektivitet, både ekonomiskt och miljömässigt.

Avsnitt 2 ger, efter en introduktion och definition av sektorkopplingar som används genom rapporten, en inblick i energisystemets kommande utmaningar och kort en introduktion till gasens potentiella roll, vätgasproduktion, lagring samt bränsleceller. Detta är tänkt som kunskapsgrund för de valda sektorkopplingarna som presenteras och analyseras i avsnitt 3.

Ett exempel på en sådan sektorkoppling som många känner igen är kraftvärme där samtidig el- och fjärrvärmeproduktion medför att lokal planerbar elproduktion kan göras med mycket hög energieffektivitet, eftersom den värme som alltid blir följden av bränslebaserad elproduktion nyttiggörs. Här samverkar alltså el- och fjärrvärmesystemen för att skapa synergier. Om gas används som bränsle samverkar också gassystemet. Om det inte finns något värmebehov i närheten av elproduktionsanläggning väljer man istället ett kondenskraftverk. Eftersom restvärmen då inte nyttiggörs blir den resulterande energieffektiviteten avsevärt lägre. Exempel på sektorkopplingar mellan gas, el och fjärrvärme framgår av Figur 1 nedan.



Figur 1: En mycket översiktlig skiss på kopplingar mellan el-, gas och fjärrvärmesystemen. I den här studien fokuseras främst på de tjocka pilarna.



I detta projekt har ett antal sektorkopplingar specialstuderats. Dessa analyser redovisas i avsnitt 3 nedan.

Genom samverkan mellan olika energislag kan ett effektivare energisystem skapas. Sådana sektorkopplingar är dock naturligtvis inte en garanti för kostnadseffektivitet. Det kan finnas andra processer som tillhandahåller efterfrågade nyttor på ett billigare sätt, även om de inte gör det via sektorkopplingar. Exempelvis kan i vissa fall elproduktion från vindkraft ge billigare el än kraftvärme (som nämndes ovan) trots att vindkraftselen inte producerats genom någon sektorkoppling. Kostnadseffektiviteten är också i många fall dessutom kopplad till styrmedelsutformningen. Med en viss styrmedelsutformning kan en specifik sektorkoppling vara olönsam, men om nya styrmedel införs, eller existerande styrmedel modifieras, kan sektorkopplingen istället bli ekonomiskt konkurrenskraftig.

## 2.1 ELSYSTEMETS UTMANINGAR

Ett skäl till att sektorkopplingar mellan gas-, el- och fjärrvärmesystemen tilldrar sig särskilt stort intresse just nu är de stora elsystemutmaningar som strävanden mot fossilfrihet och klimatneutralitet skapar. Ökad elanvändning och mer variabel elproduktion, tillsammans med minskande kapacitet i planerbar elproduktion och kapacitetsbegränsningar i elnäten, ändrar förutsättningarna för eleffektbalansen. För att ge bild av de elsystemförhållanden som utgör viktiga omvärldsförutsättningar för de sektorkopplingar som analyseras i detta projekt redovisas i detta avsnitt olika aspekter av elsystemutmaningarna. Redovisningen bygger i huvudsak på analyser, resultat och slutsatser från projektet NEPP<sup>1</sup>:s syntesrapport som behandlar "eleffektfrågan" i vid mening<sup>2</sup>.

*De viktigaste slutsatserna*

- **Ökad elanvändning** och mer **variabel elproduktion**, tillsammans med mindre planerbar elproduktion, skapar effektutmaningar - topp effektbehovet och balanseringen av elsystemet samt lokal nätkapacitetsbrist.
- Den paradoxala situationen att det finns allt **mindre marginaler effektmässigt** i elsystemet samtidigt som **exporten av elenergi ökar** och når historiskt höga nivåer.
- Under lång tid behövde elsystemet balansering uteslutande utifrån varierande användning, vilken var förhållandevis lätt att förutse. Idag tillkommer också balansering till följd av **variabel svårprognoserad elproduktion från vind och sol** vilket på 20 års sikt leder till dubbelt så stor ändring av nettoelbehovet per timme och per vecka jämfört med idag.
- Ingen enskild aktör har idag det **långsiktiga ansvaret för att tillräcklig produktionskapacitet** finns för att möta elbehovet i framtiden. Det väcker

<sup>1</sup> NEPP: North European Energy Perspective Projects, <https://www.nepp.se/om.htm>

<sup>2</sup> NEPP: Eleffektfrågan - utmaningar och lösningar, 2020, <https://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf>

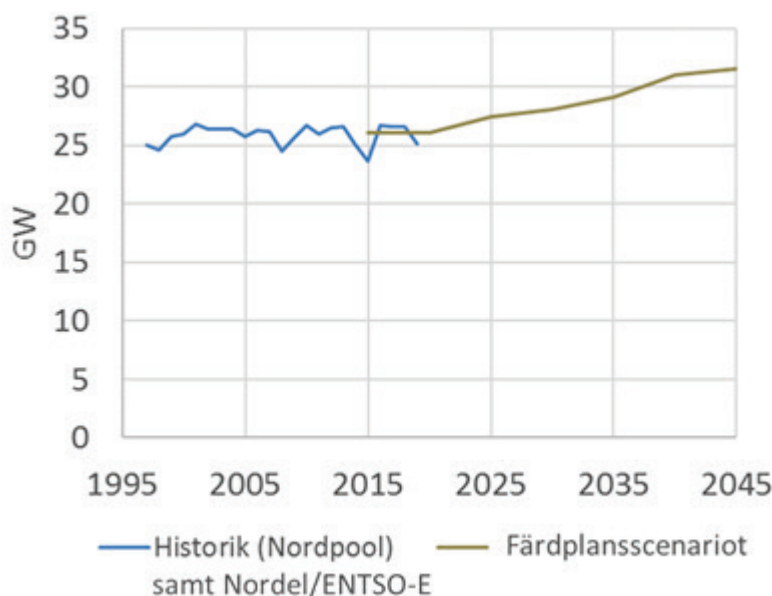
frågor om vem som ska bygga planerbar elproduktion och om det kommer att finnas effekt att importera när systemet är som mest ansträngt.

- På kort sikt är **lokal nätkapacitetsbrist** den mest akuta effektutmaningen. Om den inte åtgärdas så kan den försvåra städernas och regioners tillväxt. Begreppet "lokal nätkapacitetsbrist" kan dock vara missvisande eftersom lösningen inte endast utgörs av nätutbyggnad, utan även av åtgärder i produktions- och användarleden.
- Det blir allt omständigare och mer tidskrävande att bygga elnät, exempelvis till följd av **utdragna tillståndprocesser**. Om detta inte ändras kan energiomställningen hotas.
- Effekt- och flexibilitetsbehoven löses inte bara med produktion och nät, utan även **energieffektivisering, efterfrågefleksibilitet och lagring** växer i betydelse och avvägningen mellan alla dessa åtgärdestyper blir allt viktigare.
- Effektutmaningarna är inte oöverstigliga. **Elsektorn kan möta en kraftig ökning av efterfrågan på ett långsiktigt hållbart sätt**. Åtgärderna och kostnaderna skiljer sig åt beroende på vilka val man gör i elsystemutbyggnaden. Systemkostnaden för el ökar, men inte drastiskt.

#### *Elanvändningen ökar – men hur mycket?*

Under lång tid, 25 - 30 år, har den svenska elanvändningen legat stilla på ungefär 140 TWh per år, inklusive förluster. För några år sedan, runt 2015, var de allmänna förväntningarna att elanvändningen på sikt endast skulle öka måttligt, till ca 150 TWh år 2045. De senaste åren har dock förväntningarna skruvats upp rejält, exempelvis som en följd av förväntningar på elektrifiering av transportsektorn, flera datahallar samt de användningsnivåer som olika industribranschens färdplaner för fossilfrihet har indikerat. Det har inneburit att det nu också finns scenarier som pekar på en kraftigt ökande elanvändning, med 50 TWh eller mer på 25 års sikt, till kanske 190 TWh år 2045. Ökad elanvändning skulle samtidigt ge ökat behov av maxeffektproduktion. I ett underlag till Energiföretagen Sveriges Färdplan El – som bygger på ett scenario med kraftigt ökad elanvändning – beräknas maxeffektbehovet under ett normalår öka från dagens 26 GW till 32 GW år 2045<sup>3</sup>. Denna siffra förutsätter en viss grad av flexibilitet i den tillkommande elanvändningen. Osäkerheten är dock stor om den framtida elanvändningen. Olika scenarier för år 2045 uppvisar en skillnad i elanvändning på hela 100 TWh, från 145 – 245 TWh.

<sup>3</sup> NEPP: Färdplan fossilfri el – analysunderlag, 2019, [https://www.nepp.se/pdf/energiforetagens\\_fardplan\\_fossilfri\\_el\\_analysunderlag.pdf](https://www.nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf)



**Figur 2. Elanvändningens topp effekt, inkl. uppskattade förluster, i färdplansscenariot Färdplan El tillsammans med historisk utveckling (GW).**

*Mycket variabel elproduktion skapar flera typer av effektutmaningar*

På produktionssidan finns redan idag, och även på sikt i scenarierna med kraftigt ökad elanvändning, en mycket kraftig utbyggnad av variabel elproduktion, främst vindkraft men också sol. Det leder till förändrade förutsättningar för att kunna möta det ökande effektbehovet. De framtida effektutmaningarna utgörs inte "bara" av att tillförsäkra effektillräcklighet vid den mest ansträngda driftsituationen, under exempelvis en tioårs- eller tjugoårsvinter, utan en effekt- och flexibilitetsutmaning i vidare mening. Denna genomgång har istället sin utgångspunkt i de *samlade* kraftsystemutmaningar som upplevs redan idag eller förutses på sikt. Det handlar då främst om två olika huvudtyper av utmaningar:

- Toppeffektbehov och balansering vid ökande elanvändning tillsammans med mer variabel elproduktion och utfasning av planerbar kraft.
- Lokal nätkapacitetsbrist.

Det är flera driftsfall som skapar utmaningar vid en sådan elproduktionsmix som beskrivet i första punkten, till exempel: 1) mycket variabel produktion och låg användning av el och 2) lite variabel produktion och hög användning av el. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet. Vid alla dessa tre driftsfall kan det uppstå brist på effekt och/eller flexibilitet i elsystemet. Den andra huvudtypen av utmaningar är att kapacitetsbegränsningar i elnäten tidvis gör det svårt att försörja vissa städer och regioner med el.

*Toppeffektbehovet kan mötas på flera olika sätt*

Flera frågor aktualiseras av toppeffektsutmaningen. En sådan fråga är i vilken utsträckning topp-effektbalansen behöver täckas med inhemsk produktionskapacitet, med hänsyn till de olika tillgänglighets-faktorer som kan

räknas med för olika produktionsalternativ. Produktion är inte heller det enda sättet att klara balansen. Genom laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet samt med lagring, exempelvis batterier eller på sikt gaslager, kan toppeffektbehovet minskas genom att el-lasten förflyttas i tid eller reduceras. Det är inte heller självklart att det uteslutande är *inhemsk* produktion (eller åtgärder på användarsidan) som ska klara balansen, utan det kan också väljas att delvis lita till import.

#### *Balanseringen av elsystemet blir alltmer komplex*

Vid sidan av toppeffektbehovet utgör den kontinuerliga balanseringen av elsystemet vid mer, och större andel, variabel elproduktion också en stor utmaning. Balanseringen förhåller sig i framtiden inte bara till varierande *användning*, vilken är relativt lätt att förutsäga, utan också till snabba och svårprognoserade svängningar i vindkrafts- och solelproduktionen. I framtiden kan man förvänta sig dubbelt så stor ändring av nettoelproduktions-behovet<sup>4</sup> per timme/vecka. Till den ökade balanseringsproblematiken kan man också räkna de utmaningar som uppstår vid stor variabel elproduktion då elbehovet samtidigt är lågt, exempelvis i form av frekvenshållning (inklusive rotationsenergi), överföringsförmåga och överskottssituationer.

#### *Många sätt att möta effekt- och flexibilitetsutmaningarna – avvägningen allt viktigare*

Det finns minst fem "åtgärdsområden/dimensioner" för att möta ett ökat och mer variabelt behov av effekt och flexibilitet:

- Elnätsutbyggnad (både inom landet och mellan länder)
- Ökad produktionskapacitet (både lokalt och nationellt)
- Energi- och effekteffektivisering i användarledet
- Efterfrågefleksibilitet
- Lagring

Det finns en stor samsyn om att det inte endast är produktion och nät som kommer att lösa de framtida effektutmaningarna. Åtgärder i elanvändningen samt lagring förväntas i framtiden bidra mer till effektbalanseringen. Avvägningen mellan de olika åtgärdsområdena blir därför av stor betydelse.

När flexibilitet diskuteras är tidsperspektivet avgörande. Batterier fungerar som korttidslager och efterfrågefleksibilitet kopplad till uppvärmning har också begränsad uthållighet (annars blir det kallt i huset). Variabilitet i vindkraft kan dock avse längre perioder (flera dygn). Då måste det gå att förlita sig på andra variabilitetshanteringsalternativ. Lagring av gas kan vara ett av dessa sätt, både i form av vätgas och biometan.

---

<sup>4</sup> Med nettoelproduktionsbehov menas elanvändning minus variabel elproduktion, det vill säga behovet av elproduktion från planerbar elproduktion, exempelvis vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme, industriellt mottryck och annan termisk kraft.

*Finns elproduktionskapacitet i grannländerna så att import även på sikt blir möjlig?*

Om Sverige, liksom hittills, delvis förlitar sig på import för effektbalans, finns det då, och kommer det att finnas, effekt att exportera från grannländerna? Det är svårt att bedöma hur stora möjligheterna till import är redan idag och naturligtvis ännu svårare på sikt. I takt med att variabel elproduktion blir allt billigare trängs viss planerbar elproduktion ut, inte bara i Sverige utan också i omvärlden. Det är därför viktigt att det finns en god bild av effekttillgångarna inte bara i det egna landet utan också i de grannländer som det förlitas på. Annars finns en påtaglig risk att alla länder utgår från att det går att lösa effektfrågan genom import, utan att tillräckligt många länder tar på sig "export-rollen". Tillit till att några länder verkligen kan och vill exportera måste alltså finnas för att import ska kunna bli lösningen för Sveriges eleffektbalans även i framtiden.

*Vem kommer att investera i produktion i framtiden?*

Kopplat till inhemsk planerbar elproduktion finns också frågan om vem som kommer att finna det naturligt att investera i den topplastproduktion som sannolikt ändå kommer att behövas. Som många inom branschen har konstaterat så finns det ingen enskild aktör som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svenska kraftnät har det kortsiktiga ansvaret för effektbalansen. Det ansvaret har de både idag och i framtiden. De har dock inget ansvar för att bygga elproduktion och en del av de verktyg de kan använda för att upprätthålla balans, exempelvis bortkoppling av last, är sådana som i normalfallet knappast upplevs som acceptabla. Det långsiktiga effektansvaret vilar istället på "marknaden". Mycket talar för att en stor del av den framtida planerbara elproduktionens intäkter kommer att uppstå under relativt korta tider med mycket höga elpriser. Många känner en oro för att detta utgör alltför osäkra incitament för så pass kapitalkrävande investeringar.

*Det tar lång tid att bygga elnät*

Den omställning som elsystemet står inför kommer att innebära en betydande inverkan på elnätets framtid och utbyggnadsbehov. Elnätet kommer i framtiden behöva förstärkas och byggas ut på olika sätt för att kunna tillgodose behovet av elöverföring inom Sverige samt till och från grannländerna. Elnätet behöver vara anpassat efter hur både elanvändningen och elproduktionen kommer att se ut.

I samtal med branschens experter lyfter många fram att det blir allt omständigare att bygga elnät och att det idag tar mycket lång tid, 10 – 15 år inte är ovanligt, exempelvis till följd av utdragna tillståndprocesser. En annan synpunkt är att det behövs ett nytt "samhällskontrakt" som exempelvis möjliggör att bygga ut elnät även för en *planerad* efterfrågan, trots att det finns viss osäkerhet om, och när, denna efterfrågan är på plats. Det är inte tillåtet enligt dagens reglering. Att bygga först då behovet uppstått, exempelvis när ny produktion eller användning är på plats så kan det mycket väl vara för sent. Om detta inte ändras menar flera av branschexperterna att såväl energiomställningen som samhällsutvecklingen kan hotas.

*Efterfrågesidan kan bidra till flexibilitet*

Efterfrågefleksibilitet är ett relativt vitt begrepp och rymmer en omfattande palett av åtgärder på användarsidan i syfte att bättre anpassa energianvändningen till den aktuella situationen i elsystemet. Efterfrågefleksibiliteten kan alltså komma att få en viktig roll i balanseringen av framtidens elsystem med stor andel förnybar, variabel och distribuerad elproduktion, minskad mängd planerbar termisk kraft och ökad marknadsintegration till Kontinentaleuropa. Framför allt är det vid situationer då nettolasten är stor eller då den förändras snabbt (rampeffekter som nämnt tidigare) som efterfrågefleksibiliteten är värdefull. Men som också antytts, så kan efterfrågefleksibilitet även vara viktig i situationer med kraftöverskott, det vill säga då nettolasten är låg eller till och med negativ. Exempel på sådan ökad användning kan vara elbaserad fjärrvärmeproduktion eller, på lång sikt, vätgasproduktion. Det ska dock kommas ihåg att efterfrågefleksibilitet inte "rakt av" kan jämföras med produktion. Efterfrågeresurser är typiskt tillgängliga i några timmar och saknar den uthållighet som produktionsresurser har.

Olika uppskattning har gjorts av potentialen för efterfrågefleksibilitet kopplad till el för uppvärmning inom hushållssektorn. I ett av dessa arbeten anges en potential på 2 000 MW vilket motsvarar 2 kW i cirka en miljon småhus<sup>5</sup>. Potentialen för efterfrågefleksibilitet är starkt kopplad till priselasticitet, det vill säga sambandet mellan användning och elpris. Potentialen inom industrin har uppskattats till ca 2 000 MW när elpriset överstiger 200 EUR per MWh<sup>6</sup>.

Förutom för byggnadsuppvärmning och industrin förutses det även att laddning av elfordon kan bli en viktig flexibilitetsmöjlighet i framtiden. Utan "smart laddning" av elbilarna så skulle det tillkommande eleffektbehovet vid en omfattande elektrifiering av transportsektorn annars kunna bli tiotals GW. Framtida vätgasproduktion genom elektrolys kan, tillsammans med gaslager, också skapa värdefull elsystemfleksibilitet.

*Stödtjänster behövs för elsystembalanseringen*

Den balansering som sker mellan användning och produktion inom timmen, företrädesvis på sekundnivå, kallas "stödtjänster" eller "systemtjänster". Stödtjänster är ett samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Exempel på sådana stödtjänster är frekvensreglering, inklusive rotationsenergi (svängmassa) och spänningsreglering. För en mer ingående beskrivning av dessa se Appendix.

*Lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten – en utmaning redan på kort sikt*

På kort sikt utgörs den stora effektutmaningen av det som benämns lokal nätkapacitetsbrist. På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (exempelvis i Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den som diskuteras ovan. Utmaningen med mer variabel elproduktion samtidigt som planerbar elproduktion fasas ut är framför allt ett potentiellt problem på lång sikt,

<sup>5</sup> NEPP: 88 guldkorn – En sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp, 2016, [https://www.nepp.se/etapp1/pdf/88\\_guldkorn.pdf](https://www.nepp.se/etapp1/pdf/88_guldkorn.pdf)

<sup>6</sup> Ibid

medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. De kan dessutom bli långvariga eftersom nätutbyggnad tar lång tid. Eleffektbristen kan hämma städernas utveckling och därmed lokalt få stora konsekvenser.

Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitets-begränsningar. Bland dessa återfinns nätutbyggnad och lokal planerbar elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är ett typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock för närvarande dåliga och studier pekar på oförändrad eller svagt minskande installerad effekt i kraftvärmeverk på tio års sikt.<sup>7</sup> Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på användningen, exempelvis laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme eller biobränsle. Ett exempel på ett sådant initiativ är *sthlmflex*, ett forskningsprojekt som ska skapa och pröva en lokal flexibilitetsmarknad i Storstockholm som även inkluderar elanvändning.

Ett problem med åtgärder i produktions- eller användarleden som genomförs för att lösa problemen med lokala "flaskhalsar" i elnäten är att de blir avsevärt mindre värdefulla om och när de aktuella nätbegränsningarna har byggts bort. Om åtgärderna är förknippade med (stora) investeringar är det alltså risk för att dessa endast kan ge ekonomisk avkastning under kort tid. Och omvänt, investeringar i elnäten kan i framtiden visa sig vara onödigt stora och kostsamma om efterfrågefleksibilitet eller andra lösningar får ett större genomslag än vad som förutsetts.

## 2.2 ÖVERSIKTLIGT OM GASENS ROLL

Fokus i studien ligger på gasens roll. Utöver de utvalda sektorkopplingarna finns också andra, i vissa fall mer indirekta, sektorkopplingar. Därför finns det anledning att mer generellt diskutera gasens olika användningsområden och de potentiella värden gasen erbjuder. I samband med detta blir det naturligt att beröra även sådana ytterligare indirekta sektorkopplingar. Ett exempel på en sådan indirekt sektorkoppling kan vara att fordonsgas kan minska behovet av el för fordonsdrift och därmed minska utmaningar kopplade till lokal elnätskapacitetsbrist. En utgångspunkt för en sådan genomgång kan vara Figur 1 ovan. En annan värdefull utgångspunkt är gasbranschens färdplan för fossilfrihet, *Gas för framtiden, klimatfärdplan för energigaserna i Sverige*.

*De viktigaste slutsatserna*

- Sektorkopplingar mellan gas och el samt fjärrvärme bidrar till ökad effektivitet, både ekonomiskt och miljömässigt. Ett antal sådana sektorkopplingar redovisas i större detalj i senare avsnitt.

<sup>7</sup> NEPP: Kraftvärmens roll på den framtida elmarknaden, 2019, [https://www.nepp.se/pdf/kraftvarmens\\_roll.pdf](https://www.nepp.se/pdf/kraftvarmens_roll.pdf)

- Biogas, biometan och förnybar vätgas bidrar till fossilfrihet inom exempelvis industri- och transportsektorerna.
- Inom olika användningsområden kan gas finnas som alternativ till el och/eller fjärrvärme och då kan man säga att det finns indirekta sektorkopplingar mellan energibärarna.

#### *Kort om gasanvändning och -produktion i Sverige*

Idag används ungefär 20 TWh energigas per år. Av detta utgörs 11 TWh av naturgas (varav 4 TWh i form av LNG<sup>8</sup>), 5 TWh gasol och 4 TWh biogas (varav 2 TWh är inhemskt producerad). Drygt hälften av energigaserna används inom industrin.<sup>9</sup> Andra viktiga användningsområden är för värmeproduktion och samtidig elproduktion i kraftvärmeverk i de svenska fjärrvärmesystemen, för direkt uppvärmning lokalt i bebyggelsen (även för matlagning) och som drivmedel inom transportsektorn ("fordonsgas").

I dagsläget är den övervägande delen av energigaserna fossila. Inom vissa användningsområden bidrar dock redan nu förnybar gas med stor andel. Till exempel är förnybarandelen så hög som 94 % inom vägtransportsektorn. Inom uppvärmning av bostäder och lokaler (gasvärme) är den 60–70 %. Gasbranschens ambition är att andelen förnybar gas ska öka snabbt för att år 2045 ha nått upp till 100 % andel förnybar gas. Redan 2023 är ambitionen att all gasformig fordonsgas ska vara förnybar.<sup>10</sup>

Biogasmarknadsutredningen har föreslagit ett produktionsmål på 10 TWh biogas år 2030, varav 7 TWh biogas producerad genom rötning och 3 TWh biogas och andra förnybara gaser producerade med andra tekniker (till exempel förgasning). Samma utredning kom fram till att det finns en teknisk potential att producera minst 30–37 TWh biogas i Sverige år 2030 och att potentialen ökar ytterligare fram till åren 2045–2050. Ungefär hälften av den potentialen baseras på råvara från skogen.<sup>11</sup>

#### *Gas inom industrin*

Den gas som används direkt i olika tillämpningar inom industrin, både för energiändamål och som råvara, utgörs i stor utsträckning av naturgas och här finns det en drivkraft att på sikt ersätta fossil gas (förutom naturgas även gasol och fossil vätgas) med förnybar gas, exempelvis från rötning eller förgasning av olika typer av biomassa. I dagsläget kommer biogasen främst från rötning. Den förnybara gasen kan vara av olika kvalitet. Ofta är den uppgraderad till biometan med samma egenskaper som naturgas. Det är också då biogasen blir möjlig att distribuera via det västsvenska gasnätet och direkt ersätta naturgas. I denna rapport diskuteras inte de olika specifika industriella användningsområdena för gas eftersom de inte utgör sektorkopplingar av den typ av intresse för studien och eftersom de också är mycket olika till sin karaktär och därmed svåra att diskutera

<sup>8</sup> LNG = Liquefied Natural Gas

<sup>9</sup> Energigas Sverige och Fossilfritt Sverige: Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Gasbranschen, 2020.

<sup>10</sup> Ibid.

<sup>11</sup> Statens offentliga utredningar: Mer biogas! För ett hållbart Sverige, [http://www.sou.gov.se/wp-content/uploads/2019/12/SOU\\_2019\\_63\\_webb.pdf](http://www.sou.gov.se/wp-content/uploads/2019/12/SOU_2019_63_webb.pdf).



på ett generellt sätt. I princip finns dock i vissa fall en indirekt sektorkoppling mellan gas och el eftersom de två energibärarna kan ge samma nytta, exempelvis processvärme. De skulle alltså teoretiskt kunna ersätta eller komplettera varandra i sådana tillämpningar. Om det skulle ge någon total effektivitetsförbättring beror på de specifika förhållandena i varje enskilt fall. Det finns dock också många industriella tillämpningar där gas och el inte är utbytbara. I vissa fall är gasen till och med det enda energilag som fungerar

### *Vätgas*

Vätgas tilldrar sig allt större intresse. Dels har EU:s vätgasstrategi från 2020 satt fokus på vätgasens framtida roll, dels utgör den en viktig del i ett par stora svenska industrisatsningar, HYBRIT och H2 Green Steel, som syftar till att ta fram fossilfritt stål. Vätgasen är, liksom el och fjärrvärme, en energibärare.

Det finns flera färdplaner som visar nyttan och behovet av vätgas som en del av energisystemet. Under de senaste två åren har såväl IEA, EU som amerikanska FCHEA (Fuel Cell & Hydrogen Energy Association) publicerat ambitiösa färdplaner.<sup>12</sup> EU bedömer den europeiska potentialen år 2050 till 2 250 TWh, och FCHEA fokuserar i sin rapport på att skapa en ny vätgasekonomi i USA. I Sverige har Fossilfritt Sverige tagit fram en vätgasstrategi<sup>13</sup> (överlämnad i januari 2021). I januari 2021 gav också regeringen Energimyndigheten i uppdrag att ta fram en nationell strategi för vätgas och elektrobränslen<sup>14</sup>. Uppdraget ska redovisas senast den 31 juli 2021.

Vätgas kan produceras på olika sätt. Hittills har vätgasen främst producerats från naturgas eller biogas. Den kanske mest uppmärksammade metoden just nu är genom elektrolys av vatten med hjälp av förnybar el. Här har vi alltså en tydlig sektorkoppling mellan gas och el. Denna tillämpning diskuteras vidare i avsnitt 2.4 samt i genomgången av sektorkopplingar i avsnitten 3.3 och 3.4.

De mest uppenbara användningsområdena finns inom industrin och i transportsektorn, men de är långt ifrån de enda. Vätgasen kan också exempelvis användas vid "boostning" av biogasprocessen till biometan och för metanisering av koldioxid<sup>15</sup>. Den förnybara gasen kan sedan användas direkt i kraftvärmeverk eller hetvattenpannor i fjärrvärmesystemen, vilket innebär en identifierad sektorkoppling, eller för inmatning i gasnät.

### *Sektorkopplingar mellan gas och el*

Elsystemet står inför stora utmaningar som en följd av allt större elanvändning, mer variabel elproduktion, mindre planerbar elproduktion samt kapacitetsbrist i

<sup>12</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019, EU: Hydrogen roadmap Europe, 2019 och FCHEA: Road map to a US hydrogen economy, 2020

<sup>13</sup> Energigas Sverige och Fossilfritt Sverige: Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Gasbranschen, 2020

<sup>14</sup> Infrastrukturdepartementet: Regeringsbeslut I2021/00332 Uppdrag att ta fram förslag till en strategi för vätgas och elektrobränslen, 2021, <https://www.regeringen.se/491042/contentassets/f280aea098b244dabad9c79f0c10b1ce/uppdrag-att-ta-fram-forslag-till-en-strategi-for-vatgas-och-elektrobranslen>

<sup>15</sup> Ett exempel på en källa till koldioxid för metanisering kan vara infångning från rökgaser som härrör från energiomvandling av fossila eller förnybara bränslen till exempel biogaspannor. Om koldioxiden kommer från förnybara bränslen som flis och halm kan den anses vara förnybar.

elnäten, så som nämnt i avsnitt 2.1 ovan. Sektorkopplingar kan ge värdefulla bidrag till lösningen av dessa utmaningar. Ett exempel på en sådan sektorkoppling finns i produktionen av vätgas genom elektrolys (benämns ofta Power to Gas). Större spridning i elpriser förväntas i framtiden som en följd av utvecklingen mot större elanvändning, mer variabel elproduktion och mindre planerbar elproduktion. Att öka elanvändningen vid elöverskott är en värdefull del av denna sektorkoppling mellan el och gas. På omvänt sätt är det värdefullt att minska användningen av el under tider med höga elpriser, dvs när elbrist råder. Även denna flexibilitet kan vätgasproduktion baserad på el erbjuda om vätgasproduktionen kompletteras med lagringsmöjligheter för vätgas. Då kan vätgasproduktionen, och därmed den sammanhängande elanvändningen, stoppas utan att slutanvändningen av vätgas påverkas. Under den perioden tas istället den efterfrågade vätgasen från lagret. Detta diskuteras mer detaljerat i genomgången av specifika sektorkopplingar i avsnitt 3.3 nedan.

Delvis samma flexibilitetsmöjligheter kan vätgasen erbjuda i de tillämpningar där den används i produktionen av biometan. Då kan existerande och nya gasnät utnyttjas som lagringsfunktion. Det västsvenska gasnätet bör med hänsyn till sin storlek vara av särskilt intresse för detta. Därmed kan elanvändningen för vätgasproduktionen anpassas till elprissituationen genom att ökas vid låga elpriser och dras ned vid höga elpriser. En fördel med detta sätt är att man slipper kostnaden med att bygga upp särskilda vätgaslager.

Det finns fler sektorkopplingar mellan gas- och elsystemen. Gas är ett ändamålsenligt bränsle i flera elproduktionstillämpningar, exempelvis kraftvärmeverk och gasturbiner. Kraftvärme är, som redan nämnts, en mycket energieffektiv teknik för elproduktion. Detta diskuteras mer detaljerat i genomgången av specifika sektorkopplingar i avsnitt 3.6 nedan. Gas är dock inte det enda tänkbara bränslet för kraftvärmeverk. I dagsläget är fasta biobränslen det dominerande kraftvärmebränslet i de svenska fjärrvärmesystemen. I den här genomgången ligger fokus på storskalig kraftvärme i fjärrvärmesystemen. Kraftvärme kan dock också utnyttjas i småskaliga tillämpningar ute i bebyggelsen. Där kan samtidig el- och värmeproduktion ske i exempelvis bränsleceller eller stirlingmotorer. Omfattningen på detta är dock idag mycket liten.

Kraftvärmen erbjuder samtidigt flexibilitetstjänster för elsystemet genom att elproduktionen, och därmed gasanvändningen, fokuseras till tider med höga elpriser då värdet för elsystemet är stort. Vid låga elpriser avstår man från elproduktion och bidrar därmed inte till elöverskott. Detta sätt att köra kraftvärmen möjliggörs av fjärrvärmesystemens uppbyggnad där kraftvärmen kombineras med andra värmeproduktionsalternativ som medför att värmeproduktionen kan upprätthållas även om kraftvärmeverkens elproduktion stoppas. En stor nytta med kraftvärmen är också att den finns lokalt i tätorter och kan på det sättet minska problemen med lokal elnätscapacitetsbrist. Genom den lokala elproduktionen minskar behovet av att tillföra el utifrån. Gaskraftvärme finns på få ställen i Sverige. Rya kraftvärmeverk i Göteborg är det största gaseldade kraftvärmeverket. Det huvudsakliga bränslet har varit naturgas, men på sikt kan förnybar gas utnyttjas. Tillgång och pris/betalningsvilja avgör.

Gasturbiner används för elproduktion med korta drifttider eftersom de karaktäriseras av låga investeringskostnader och jämförelsevis höga driftkostnader. Gasturbinerna drivs i Sverige typiskt med olja, men gas kan också användas. De gasturbiner som idag ingår i elproduktionssystemet har funktionen att utgöra effektreserv av olika slag, exempelvis Svenska kraftnäts störningsreserv. Gasturbinerna skulle också på sikt kunna ersätta oljeeldade kondenskraftverk i effektreserven. De kan i framtiden också få ökad betydelse för balansering av ett elsystem med mer variabel elproduktion. Om gasturbinerna drivs med gas så uppstår alltså en sektorkoppling mellan gas och el. Detta tas upp som en av de utvalda sektorkopplingarna i avsnitt 3.1 nedan. Olika gaser kan bli aktuella som bränsle. Det är dock viktigt att komma ihåg att gasturbinerna även kan drivas med flytande bränsle, exempelvis fossil eller förnybar olja. Huruvida gas blir ett kostnadseffektivt bränsle eller ej beror på de specifika förhållandena i varje enskilt fall.

På sikt kan vätgas producerad genom elektrolys, tillsammans med vätgaslager erbjuda ytterligare flexibilitet om den kombineras med vätgaseldade gasturbiner. Vid höga elpriser kan man då inte bara avstå elanvändningen för vätgasproduktionen utan också producera el med gasturbiner som drivs med vätgas från lagret. Vätgaseldade gasturbiner är för närvarande under utveckling. Problemet med denna tillämpning är att det då uppstår omvandlingsförluster i flera led, vilket leder till låg energieffektivitet och mycket höga kostnader för elproduktionen.

Flexibilitetstjänster, som förutses bli allt viktigare för elsystemet, kan alltså på flera sätt tillhandahållas med hjälp av gas genom olika sektorkopplingar. Det finns dock naturligtvis även andra sätt att erbjuda flexibilitetstjänster för elsystemet som inte innebär sektorkopplingar till gas. Figuren nedan beskriver ett antal sådana alternativ och tydliggör också i vilka tidsskalor de olika alternativen har störst betydelse. Exempelvis framgår av figuren att gasturbiner och batterier kan anses vara kompletterande, snarare än konkurrerande teknologier för att leverera flexibilitet för elsystemet.

		Balansreglering timme	Balansreglering vecka	Överskott	Topplast 1h	Topplast dygn	Årsreglering
Typ av flexibilitet	Energilager (batteri)	😊	😞	😊	😊	😞	😞
	Efterfråge- flexibilitet	😊	😞	😞	😊	😞	😞
	Utbyggnad av stamnät	😊	😞	😊	😊	😊	😊
	Utbyggd kraftvärme	😊	😊	😞	😊	😊	😊
	Gasturbin	😊	😞	😞	😊	😊	😊
	Ökad flexibilitet i vattenkraften	😊	😊	😊	😞	😞	😊

Figur 3: Schematisk, och delvis subjektiv, bedömning av ett antal olika åtgärders förmåga att möta olika flexibilitetsutmaningar [Källa: NEPP, Flexibilitet – i en ny tid, hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?, maj 2018]

I figuren exemplifieras energilager med batterier. Andra exempel på energilager med koppling till gas kan vara gasinfrastrukturen eller vätgaslager. De kan ha andra egenskaper än batterier vad gäller lagringens tidshorisonter.

Förutom de flexibilitetstjänster för elsystemet som diskuterats ovan och som kopplar till den övergripande eleffektutmaningen relaterad till utvecklingen mot större elanvändning, mer variabel elproduktion och mindre planerbar elproduktion, så finns, som nämnts ovan, också eleffektutmaning som handlar om lokal elnätscapacitetsbrist.

Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa åtgärder återfinns nätutbyggnad och lokal planerbar elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är ett typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme är dock för närvarande dåliga. Andra anpassningsåtgärder för den lokala eleffektutmaningen kan istället fokusera på användningen, exempelvis laststyrning och annan efterfrågefleksibilitet, lagring, generell effektivisering och konvertering från elbaserad uppvärmning till fjärrvärme, biobränsle eller gas.

Förutom kraftvärme kan man också förutse att gasturbiner placerade på de platser som drabbats av elnätscapacitetsbrist kan vara en kostnadseffektiv metod för att begränsa konsekvenserna av den begränsade nätkapaciteten. Både kraftvärmerna och gasturbinerna erbjuder också, som beskrivs ovan, långsiktigt flexibilitetstjänster relaterade till den övergripande eleffektutmaningen. Även vätgas kan bidra, både genom produktion av el från gas och, som diskuterats ovan, genom produktion av gas från el beroende på behov av minskad eller ökad eleffekt. Om dessa kraftvärmeverk och gasturbiner utnyttjar gas som bränsle så finns här tydliga sektorkopplingar. Huruvida detta är kostnadseffektivt eller ej avgörs av de andra flexibilitetsalternativens egenskaper.

#### *Sektorkopplingar mellan gas och fjärrvärme*

Sektorkopplingar mellan gas och fjärrvärme, exempelvis kraftvärme har redan berörts ovan eftersom det samtidigt funnits en sektorkoppling mellan gas och el. Det finns dock också sektorkopplingar mellan gas och fjärrvärme som inte har någon direkt koppling till el. Ett sådant exempel är gaseldade hetvattenpannor. Eftersom de rörliga värmeproduktionskostnaderna för dessa pannor är förhållandevis höga så används de oftast för topplastproduktion, med relativt få drifttimmar per år. Historiskt är det oftast naturgas som utnyttjats som bränsle, men på sikt kan förnybar gas utnyttjas. Denna sektorkoppling diskuteras mer detaljerat i genomgången av specifika sektorkopplingar i avsnitt 3.5 nedan.

En annan sektorkoppling utgörs av fjärrvärmens förmåga att tillvarata restvärme (ibland benämnt spillvärme) från olika processer. Olika sätt för produktion av förnybar gas ger i olika stor utsträckning upphov till restvärme. Om restvärmerna uppträder vid låg temperatur så är det svårt att nyttiggöra värmen i fjärrvärmesystemen eftersom fjärrvärmens framledningstemperaturen typiskt ligger på 75 - 100°C (beroende på utomhustemperatur). Denna sektorkoppling diskuteras mer detaljerat i genomgången av specifika sektorkopplingar i avsnitt 3.4 nedan. Vid biogasproduktion genom rötning erhålls knappast någon värdefull restvärme, medan förgasning och vissa elektrolysörer för vätgasframställning ger upphov till restvärme vid förhållandevis hög temperatur. Det kan då bli en värdefull resurs i fjärrvärmeproduktionen.

### *Gasvärme*

Gas används också för värmeproduktion som inte är en del av fjärrvärme. Det handlar då om lokal värmeproduktion i pannor ute i bebyggelsen. Även om det då inte finns någon direkt sektorkoppling mot vare sig el eller fjärrvärme, så finns en indirekt sektorkoppling till el genom att gasvärmen leder till att man undviker elbaserad uppvärmning (som byggnaderna annars skulle värmts med). Detta minskar belastningen för elsystemet, särskilt under de tider då elsystemet är som mest ansträngt eftersom det är då den undvikna elvärmen skulle behövt mest el. Om gasvärmen är lokaliserad på orter med elnätskapacitetsbrist så hjälper gaspannorna dessutom på motsvarande sätt till att begränsa denna brist. Det är naturligtvis inte bara gasbaserad uppvärmning som ger denna avlastning för elsystemet genom att undvika elbaserad uppvärmning. Biobränslebaserad uppvärmning och fjärrvärme undviker på motsvarande sätt el för uppvärmning.

### *Transporter*

Gas används dessutom som drivmedel inom transportsektorn. I dagsläget handlar det om fordonsgas som till övervägande del utgörs av förnybar gas. Som redan nämnts är gasbranschens ambition att all gasformig fordonsgas redan 2023 ska vara förnybar. Det finns parallellt en växande marknad för flytande gas, främst för tunga fordon. Den gasen kan vara både fossil (LNG) och förnybar (LBG). I framtiden kan det också bli aktuellt med vätgas för fordonsdrift. Då är det sannolikt som drivmedel för framdriftssystem som baseras på bränsleceller. Bränslecellen omvandlar vätgas till el som driver en elmotor med ren vattenånga som enda utsläpp. Inte heller när det gäller gas för fordonsdrift finns någon direkt sektorkoppling mot vare sig el eller fjärrvärme, vilket är fokus för denna utredning. Även här finns dock en indirekt sektorkoppling till el genom att elanvändningen på sikt förutsätts växa kraftigt inom transportsektorn, särskilt för personbilar, lätta lastbilar och bussar i stadstrafik. Ju mer fordonsgas och vätgas för fordonsdrift vi får i framtiden desto mindre blir elanvändningsökningen inom transportsektorn. (I fallet med vätgas producerad genom elektrolys blir dock konsekvensen att elanvändningen istället ökar i en annan del av energisystemet.) Nyttan av denna indirekta sektorkoppling avgörs i stor utsträckning av hur "smart" laddningen av elfordon görs. Om ingen medveten laddningsstrategi tillämpas så blir effekttoppen direkt mycket stor vid de tider då elbilarna parkeras för natten. Då blir större användning av fordonsgas ett medel för att minska elanvändningen i transportsektorn och därmed den resulterande eleffekttoppen. Men om "smart" laddning av elfordonen tillämpas, vilket av många bedöms ske vid stor elbilsintroduktion, sprids laddningen ut till tider då elsystemet är minst ansträngt. Det minskar i så fall nyttan med denna indirekta sektorkoppling. Användningen av gas som drivmedel inom transportsektorn kommer dock naturligtvis att ske i de tillämpningar där de erbjuder egenskaper som är konkurrenskraftiga och inte som ett medel för att minska elfordonsladdningens utmaningar för elsystemet.

## **2.3 GASNÄTETS FRAMTID**

En viktig variabel för om gasen kommer att få en betydande roll i framtidens energisystem och om sektorkopplingar som innehåller just gas är genomförbara, är

dess infrastruktur. Precis som för el, behöver gasen distribueras från produktion eller import till där den används. I detta avsnitt behandlas gasinfrastruktur som den ser ut idag i Sverige och dess framtid.

#### *De viktigaste slutsatserna*

- Förnybara energigas är en viktig pusselbit i arbetet med att ställa om till ett fossilfritt och hållbart samhälle. Den typ av transportlösning av energigas som är mest kostnadseffektiv varierar med mängden som transporteras samt sträckan.
- Vätgas kan samdistribueras med andra energigas som natur- och biogas i ett och samma gasnät men hur blandningen kan se ut beror på slutanvändningsprocessen. Gasernas produktionskostnader kan försvåra prissättning vid samdistribution och även säkerhetsföreskrifter och avsaknaden av reglering är hinder som kan uppkomma.
- Distribution av energigas kan ske i gas eller flytande form i ett gasnät eller genom ett virtuellt nät där gasen till exempel flyttas med lastbilar och båtar från bunkeranläggningar, importterminaler eller direkt från tillverkning till den plats där den ska användas.

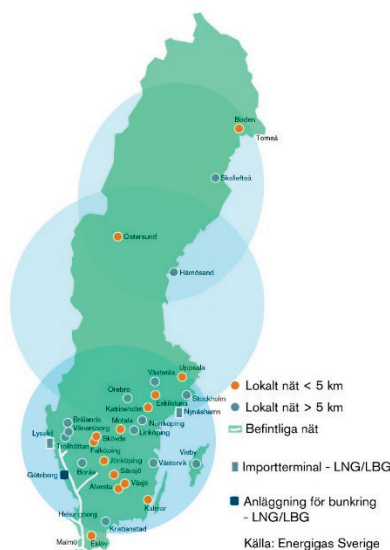
Som framgår av kartan i Figur 4 är det svenska gasnätet begränsat, särskilt jämfört med många andra länder i Europa. Det västsvenska transmissionsnätet sträcker sig längs med västkusten från Trelleborg till Stenungssund med en avstickare till Gislaved. Fem gasnätföretag har distributionsnät som ligger i anslutning till det västsvenska transmissionsnätet, övriga gasnät är isolerade på så vis att de inte hänger samman med det västsvenska transmissionsnätet. Inom landet sker transport framförallt genom det västsvenska transmissionsnätet och distributionsnäten samt med lastbil, tåg och båt.

De lokala gasnäten transporterar främst fordonsgas mellan produktionsanläggningar och tankstationer. Det största isolerade gasnätet finns i Stockholm, Solna och Sundbyberg och når ca 61 000 kunder, vilket motsvarade omkring 224 GWh under 2019<sup>16</sup>. Det västsvenska nätet levererar gas till drygt 40 000 kunder (ca 10 TWh<sup>17</sup>). Det finns hushållskunder, men den absolut största konsumentgruppen, sett till konsumerad mängd (inte antal) består av industriföretag och kraftvärmeverk.<sup>18</sup>

<sup>16</sup> Energimarknadsinspektionen: Tekniska uppgifter om gasnätsföretagens verksamhet, Särskilda rapporten, [https://www.ei.se/Documents/Publikationer/arsrapporter/naturgas/Sarskilda\\_rapporten.xlsx](https://www.ei.se/Documents/Publikationer/arsrapporter/naturgas/Sarskilda_rapporten.xlsx), hämtad 2021-01-08.

<sup>17</sup> Energimyndigheten: Västsvenska naturgasnätet, <http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/vastsvenska-naturgasnätet/>, hämtad 2021-01-08.

<sup>18</sup> Energimarknadsinspektionen: Sveriges el- och naturgasmarknad 2019, 2020.



**Figur 4 Utbyggnad av gasinfrastruktur i Sverige [Källa: Energigas Sverige, 2016. Not: Sammanställningen av gasnät uppdaterades senast 2016, importterminalerna och anläggningen för bunkring har adderats senare.]**

Ungefär 70 % av den gas som transporteras i det västsvenska gasnätet är naturgas som importerats från eller via Danmark, resterande 30 % är uppgraderad biogas.<sup>19</sup>

Det är alltid vanskligt att prognostisera framtida efterfrågan, men eftersom naturgasen är fossil förväntas en gradvis minskning av dess konsumtion. På lång sikt, till år 2050, beräknas andelen naturgas i gasformiga bränslen ha minskat till 20 % på den europeiska marknaden, och resterande 80 % bör då vara av förnybart ursprung. Fram till dess anses naturgasen i många scenarier vara ett viktigt övergångsbränsle.<sup>20</sup>

De flesta svenska gasnät transporterar i huvudsak biogas, endast det västsvenska gasnätet transporterar huvudsakligen naturgas och det är troligt att andelen naturgas successivt kommer att minska i det västsvenska gasnätet och ersättas av ickefossila energigaser. Exempel på fossilfria energigaser som förekommer i den här förstudien är bio- och vätgas.

Som tidigare nämnts, är energigaser en viktig pusselbit i arbetet med att ställa om till ett fossilfritt och hållbart samhälle, och används inom transport-, industri-, el- och värmesektorn. Den svenska gasbranschen har i färdplanen för fossilfri konkurrenskraft presenterat det gemensamma målet om att samtliga energigaser som används i Sverige ska vara helt fossilfria senast 2045. För att nå dit har de formulerat ett par delmål och flera åtaganden. Delmålen är att all gasformig fordonsgas ska vara fossilfri 2023, att flytande fordonsgas reducerar växthusgasutsläppen med i genomsnitt 70–90 % jämfört med fossil bensin och diesel 2013, och att alla energigaser i el- och värmesektorn är helt fossilfria 2030.<sup>21</sup>

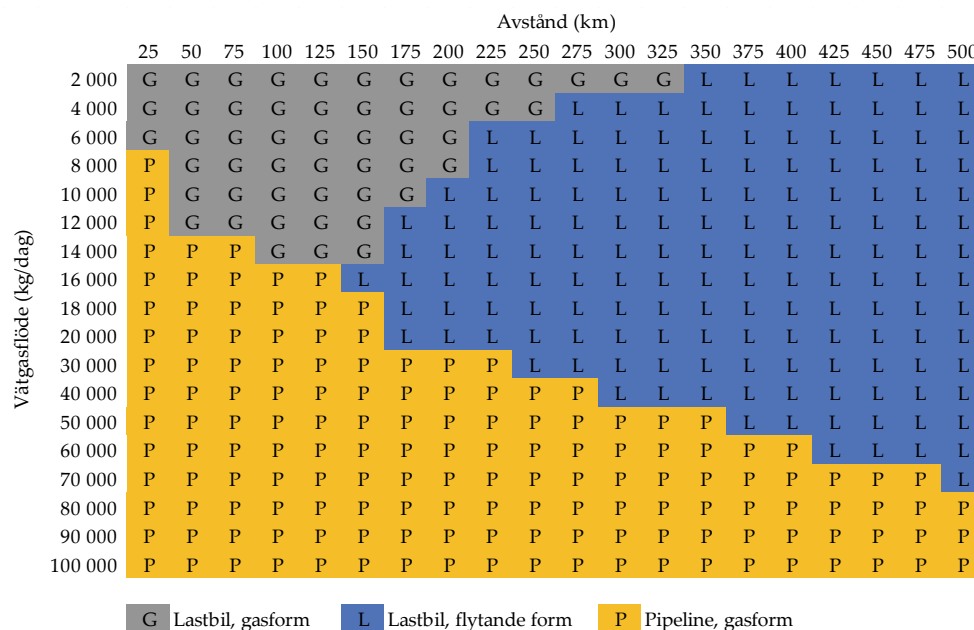
<sup>19</sup> Swedegas: Gasbarometern, <https://www.swedegas.se/gas/biogas/Gasbarometern>, hämtad 2021-03-02.

<sup>20</sup> Europeiska kommissionen: In-depth analysis in support of the commission Communication COM(2018) 773, 2018.

<sup>21</sup> Energigas Sverige och Fossilfritt Sverige: Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Gasbranschen, 2020.

Många sektorkopplingar som undersöks i den här förstudien gynnas av en anslutning till ett gasnät. Det talar för att en utbyggnad av infrastrukturen kan vara en åtgärd för att mer effektivt ta vara på synergier inom el- och värmesektorn liksom inom industri och transport.

Vilken typ av transportlösning som är mest kostnadseffektiv varierar med mängden som transporteras samt sträckan. Figur 5 illustrerar kostnadseffektiv distribution för vätgas givet mängd och avstånd.



Figur 5 Karta som beskriver de mest kostnadseffektiva alternativen för vätgasdistribution. [Källa: C. Yang, J. Ogdén: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode, 2007. Not 1: Figuren är översatt och grafiskt bearbetad av författarna. Not 2: Vätgasflödesskalan är inte linjär. Not 3: Notera att uppgifterna är från 2007 och att nyare uppgifter vore att önska. Bakomliggande antaganden om storskalfördelar anses dock vara fortsatt relevanta, se texten nedan, och artikeln anses därför relevant.]

För korta sträckor och små mängder vätgas föredras transport i gasform med lastbil. De drivande kostnadsfaktorerna är kapitalkostnader för lastbilar och släp, drifts och underhållskostnader, inklusive arbetskraftskostnader, och bränslekostnader. Det finns inga storskalfördelar på grund av varje lastbils begränsade lastutrymme och bränslekostnaderna som ökar linjärt med sträckan.<sup>22</sup>

För långa sträckor och medelstora mängder vätgas föredras transport med lastbilar designade för transport av flytande gas. Kostnadsbilden skiljer sig från gastransport på så vis att i detta fall står omvandlingen från gas till flytande form för den största delen och kostnaderna för lastbil, bränsle och arbetskraft är jämförelsevist låga. Det innebär att det finns skalfördelar och därmed betydande kostnadsminskningar vid stora mängder.<sup>23</sup>

<sup>22</sup> C. Yang, J. Ogdén: Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode, 2007.

<sup>23</sup> Ibid.



För stora mängder vätgas föredras överföring via gasnät. I det här fallet är nätets investeringskostnad den största enskilda kostnadsfaktorn och skalfördelarna är som störst vilket innebär att kostnaderna minskar kraftigt med mängd.<sup>24</sup>

Liknande resultat gäller även för bio- och naturgas. Grontmij (numera del av Sweco) undersökte 2009 distributionsalternativ och kom fram till att vid måttliga mängder är lastbil konkurrenskraftigt för att vid större mängder och längre sträckor ersättas av gasnät. Detta drivs av gasnätets skalfördelar som innebär betydande kostnadsminskningar vid stora mängder.<sup>25</sup>

Det finns flera olika alternativ att studera närmare gällande framtidens gasinfrastruktur. Nedan presenteras fyra av dessa.

*Energigaser kan samdistribueras i existerande gasnät som kan byggas ut*

Det går att inkorporera andra energigaser i de befintliga gasnät som i dagsläget i huvudsak transporterar naturgas. Biogas utgör redan nästan 30 % av gasen i det västsvenska gasnätet<sup>26</sup>, men när det kommer till vätgas är det inte helt okomplicerat, bland annat på grund av att vätgasen inte direkt kan ersätta naturgasen som råvara.

Studier undersöker hur stor andel vätgas som kan inkorporeras utan att slutanvändare påverkas negativt.<sup>27</sup> Marcogaz har sammanställt resultaten av 60 studier från hela världen som alla undersökt hur stor andel vätgas som kan inkorporeras i nät som transporterar naturgas. De finner att en stor del av transmissions-, lagrings- och distributionsinfrastrukturen samt gasdrivna hushållsapparater i bostäder förväntas klara av tio volymprocent<sup>28</sup> vätgas, och med vissa modifikationer 20 volymprocent. Vad gäller industriella processer är en generell bedömning svårare och industrier som använder naturgas som råvara anses vara känsliga, men det finns processer som förväntas klara fem volymprocent vätgas utan modifikation. Efter anpassning förväntas utrustning som ugnar och brännare att klara 15 volymprocent vätgas.<sup>29</sup> Idag tillåter Frankrike inblandning på sex volymprocent och Tyskland upp till tio volymprocent under särskilda villkor.<sup>30</sup> Europeiska kommissionen uttrycker i rapporten *In-depth analysis in support of the commission Communication COM(2018) 773* att det finns förhoppningar om att det i framtiden kommer vara möjligt att inkorporera upp till

<sup>24</sup> Ibid.

<sup>25</sup> J. Benjaminsson, & R. Nilsson, Grontmij: Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige, 2009.

<sup>26</sup> Swedegas: Gasbarometern, <https://www.swedegas.se/gas/biogas/Gasbarometern>, hämtad 2020-12-09.

<sup>27</sup> Se exempelvis: Marcogaz: Overview of Available Test Results\* and Regulatory Limits for Hydrogen Admission Into Existing Natural Gas Infrastructure and End Use, 2019 och M. W. Melaina, O. Antonia, & M. Penev: Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks - A Review of Key Issues, 2013.

<sup>28</sup> Volymprocent ska inte förväxlas med energi, på grund av olika densitet är energitätheten för vätgas 3 kWh/m<sup>3</sup> jämfört med nästan 11 kWh/m<sup>3</sup> för naturgas. Källa: Energimyndigheten: Statistikdatabas, Värmevärden för olika energivaror, 2021 och Energimyndigheten: Statistikdatabas, Densitet i kg för olika energivaror vid 15 grader Celsius, 2021.

<sup>29</sup> Marcogaz: Overview of Available Test Results\* and Regulatory Limits for Hydrogen Admission Into Existing Natural Gas Infrastructure and End Use, 2019.

<sup>30</sup> IEA, Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations>, hämtad 2020-12-09.

20 volymprocent vätgas men att det, precis som också Marcogaz konstaterar<sup>31</sup>, kommer kräva vissa uppdateringar av infrastrukturen.<sup>32</sup>

Europeiska kommissionen och den svenska regeringen ställer sig något tveksamma till att blanda in vätgas i naturgasnätet eftersom det innebär en värdeminskning.<sup>33</sup> Värdeminskningen beror på att gaserna har olika produktionskostnader vilket komplicerar prissättningen. En princip liknande gröngasprincipen kan eventuellt undersökas. Värdeminskningen till trots är det utifrån många perspektiv kostnadseffektivt att nyttja redan existerande infrastruktur, vilket även regeringen vidkänner<sup>34</sup>.

En möjlig mellanväg är att tillåta en viss volymprocent av vätgas i det existerande gasnätet i kombination med vägtransport för att längre fram, när efterfrågan stabiliserats på en tillräckligt hög nivå, övergå till att komplettera med ny infrastruktur. Det är dock viktigt att gasanvändare inte påverkas negativt av ändrad gaskvalitet innan eventuell ny infrastruktur är på plats.

#### *En parallell nätinфраstruktur för vätgas*

Kompletterande infrastruktur kan exempelvis bestå av parallella vätgasnät. Elva europeiska gasinfrastrukturföretag från nio EU-länder diskuterar just nu detta alternativ i större skala. I deras *European Hydrogen Backbone plan* beskrivs en framtida infrastruktur för vätgas i Europa. Essensen av förslaget är att på sikt utveckla två parallella system, ett för vätgas och ett för natur- och/eller biogas.<sup>35</sup>

Det är osäkert när mängden vätgas och behovet att transportera den kommer att vara tillräckligt stor för att motivera utbyggnad av parallella system. Som nämns i stycket ovan är en trolig utveckling att en parallell vätgasinфраstruktur kommer att komma på plats efter hand, i takt med att vätgasvolymerna ökar och naturgasvolymerna minskar.<sup>36</sup>

Fördelen med parallella system är att värdeminskningen, som beskrivs ovan, undviks eftersom gaserna inte sammanblandas. Nackdelen är höga investeringskostnader.

#### *Flera mindre isolerade gasnät eller virtuella lösningar*

I och med att en utbyggnad av gasnätet i större skala innebär betydande investeringskostnader är ett alternativ att bygga flera mindre isolerade nät runt om i landet där behov finns. Längre fram finns möjlighet att bygga samman näten för att stärka det nationella energisystemet. Tidigare alternativ har varit starkt fokuserade på vätgas, även detta alternativ inkluderar vätgas men att bygga ut fler

<sup>31</sup> Marcogaz: Overview of Available Test Results\* and Regulatory Limits for Hydrogen Admission into Existing Natural Gas Infrastructure and End Use, 2019.

<sup>32</sup> Europeiska kommissionen: In-depth analysis in support of the commission Communication COM(2018) 773, 2018.

<sup>33</sup> Infrastrukturdepartementet: Faktapromemoria 2019/20:FPM61 Strategi för energisystemintegration och strategi för vätgas, 2020.

<sup>34</sup> Ibid.

<sup>35</sup> Wang, A., Leun, K., Peters, D. & Buseman, M.: European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created, 2020.

<sup>36</sup> Ibid.

mindre isolerade gasnät möjliggör även för ökad utbredning av exempelvis biogas beroende på det lokala behovet.

Från ett marknadsperspektiv kan isolerade nät medföra ineffektivitet i form av monopolistiska beteenden, men med en robust reglering eller om möjligt, på produktionssidan, flera lokala eller regionala producenter ger förutsättningar för att detta kan undvikas. En annan lösning är eventuellt virtuell handel som kan stärka konkurrensen på produktionssidan.

EU:s vätgasstrategi förutsätter att konsumtion av producerad vätgas i första hand kommer att ske i nära anslutning till den plats där den produceras<sup>37</sup>, vilket tillåter en dynamisk tillväxt av infrastrukturen som utvecklas hand i hand med efterfrågan. Detta förutsätter dock ett noga samarbete mellan flera olika aktörer, som producenter av förnybar el, vätgasproducenter och vätgaskonsumenter.

Det är också möjligt att med hjälp av P2G- och G2P-tekniker sammanlänka isolerade gasnät genom elnät. Även om det leder till energiförluster, framför allt i omvandlingsskedet men även i elnäten, skulle det innebära en ökad möjlighet för exempelvis flexibilitet i elkraftsystemet. Flexibiliteten uppstår genom att exempelvis en elektrolysör vid produktionsöverskott av el producerar vätgas för att avlasta nätet eller genom att exempelvis en bränslecell vid produktionsunderskott producerar el av gas för att stötta elsystemet.

Som nämns ovan kan gas transporteras på andra sätt än genom ett fysiskt gasnät. Virtuella nät består av mobila transportlösningar som transporterar gas (i gas- eller flytande form) från ett gasnät, en importterminal, bunkringsanläggningar eller direkt från tillverkning etc. till den plats där den ska användas. Som beskrivs ovan, är skalfördelarna begränsade och det är därför viktigt att ta hänsyn till avstånd och mängder.

## 2.4 VÄTGASPRODUKTION OCH LAGRING SAMT BRÄNSLECELLER

Eftersom vätgas är en stor och återkommande del i studien gör det här avsnittet en ansats att beskriva olika sätt att producera och lagra vätgas, samt vilka faktorer som påverkar kostnaderna. Vidare beskrivs bränslecellsmarknaden mycket översiktligt.

*De viktigaste slutsatserna*

- De metoder som är mest etablerade för produktion av förnybar vätgas är **elektrolys av vatten och ångreformerings från biometan/biogas**.
- Kostnaden för vätgasproduktion genom elektrolys beror på elpris, typ av elektrolysör, effektiviteten på processen samt prisutvecklingen framåt. Det är **fördelaktigt att producera vätgas vid lågt timpris, och minska produktionen vid högt timpris**. Vätgasen kan då användas för att lagra energi. Dock om många elektrolysörer startar samtidigt vid lågt elpris bidrar det till att elpriset höjs. **Lagring av vätgas sker vanligtvis i komprimerad eller flytande form.**

<sup>37</sup> Europeiska kommissionen: En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa, 2020.

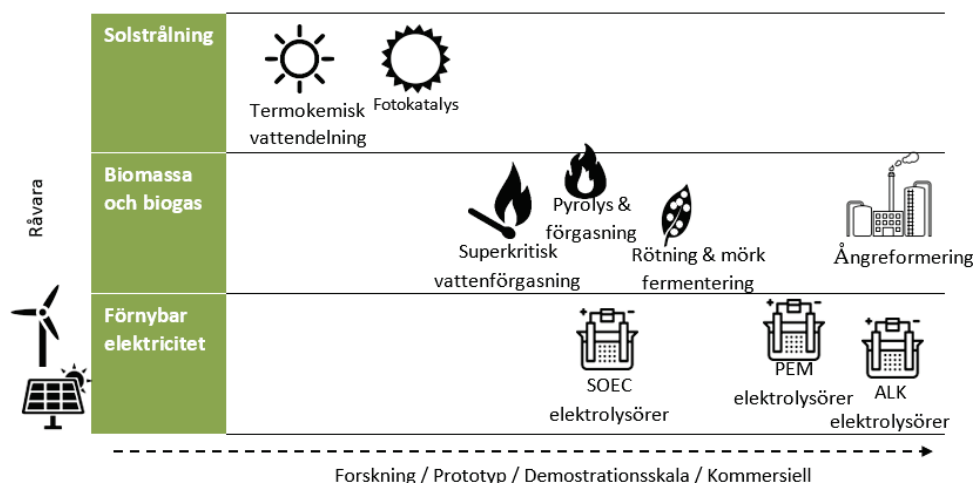
- **Bränsleceller** kan använda **vätgas eller gasformiga bränslen som innehåller vätgas** som till exempel naturgas, biogas eller metan och används först och främst idag inom det stationära området och inom transportindustrin.

Som tidigare nämnts används vätgas främst som råvara inom industrin. Huvudsakligen inom den kemiska industrin för produktion av ammoniak och gödningsämnen, men även den petrokemiska industrin använder stora mängder vätgas inom raffinaderiverksamheten för omvandling av råolja till bensin och diesel. Som nämnts ovan väntas vätgas etableras i större skala i flertalet sektorer främst som energibärare och fordonsbränsle i takt med klimatomställningen.

#### Vätgasproduktion

Vätgas kan produceras med olika metoder och från flera olika råmaterial. Den brukar delas in i grå, blå och grön vätgas beroende på hur den tillverkas. Grå vätgas tillverkas av fossil naturgas eller kol, blå vätgas tillverkas också av fossil naturgas men med CCS eller som råvara i andra processer och grön vätgas produceras från förnybara källor.

Idag sker största delen av den globala produktionen genom ångreformerning av naturgas. De metoder som är mest etablerade för produktion av förnybar vätgas är elektrolys av vatten och ångreformerning från biometan/biogas.<sup>38</sup> Utöver det finns även andra metoder såsom förgasning och pyrolys av biomassa, fotokatalys, med flera, se Figur 6. De sistnämnda är idag inte lika tekniskt utvecklade och kommersiellt tillgängliga men kan komma att bli aktuella i framtiden. Förgasning är en teknologi som prövats i demoanläggningar i Sverige (ett exempel är GoBiGas i Göteborg), det är en tillgänglig teknologi med mindre bra marknadsmässiga förutsättningar som innebär hinder för dess kommersialisering.



Figur 6: Metoder för att producera förnybar vätgas [Källa: IRENA: Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transmission, 2018. Not: Figuren är översatt och grafiskt bearbetad av författarna.]

<sup>38</sup> IRENA: Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transmission, 2018

Inom en snar framtid förutspås produktionen av vätgas i huvudsak ske via ångreformerings av naturgas i kombination med CCS/CCU. Med tiden tros naturgas ersättas med biogas samtidigt som vätgasproduktionen via elektrolys kommer öka för att efter 2040 utgöra en större andel än den som produceras via reformering.<sup>39</sup> Produktionsmetoderna elektrolys och ångreformerings diskuteras översiktligt nedan.

### Elektrolys

Tekniken att producera vätgas genom elektricitet via elektrolysörer har funnits länge. Idag är majoriteten av produktionen småskalig men flera projekt är igång för storskalig produktion runt om i världen.

Det finns tre olika elektrolystekniker: AEL (alkaline electrolysis), PEM (polymer electrolyte membrane) och SOEC (solid oxide electrolyser). AEL och PEM är kommersiellt tillgängliga. De olika teknikerna skiljer sig åt gällande drift, effektivitet, flexibilitet och kostnad vilket sammanfattas i Tabell 1. I nuläget har AEL lägre investeringskostnad, bättre tillgänglighet för stora anläggningar och lång drifttid. PEM är däremot mer flexibel och producerar renare vätgas och syrgas.<sup>40</sup>

**Tabell 1: Sammanfattning av de tre elektrolysteknologierna [Källa: Grahn, M & Jannasch, A-K: Electrolysis and electro-fuels in the Swedish chemical and bio-fuel industry: a comparison of costs and climate benefits, 2018 och Jannasch, A-K & Willqvist, K: En kunskapsnytes om elektrobränslen från biologiska processer, 2017]**

	AEL	PEM	SOEC
Driftstemperatur (°C)	60 – 90	50 – 80	600 – 1000
Verkningsgrad (från el till vätgas, LHV)	60 – 80	60 – 80	90 – 95
Uppstartstid	Minuter till timmar	Sekunder till minuter	Timmar
Dynamik given som möjligt driftfönster av designad kapacitet (%)	20 – 100	5 – 100	Låg flexibilitet
Mognad	Kommersiell	Kommersiell	Pilot-demo
Livslängd stackar (h)	60 000 – 90 000	10 000 – 80 000	Inga tillgängliga data

<sup>39</sup> Gas for Climate: Gas decarbonisation pathways 2020-2050, 2020

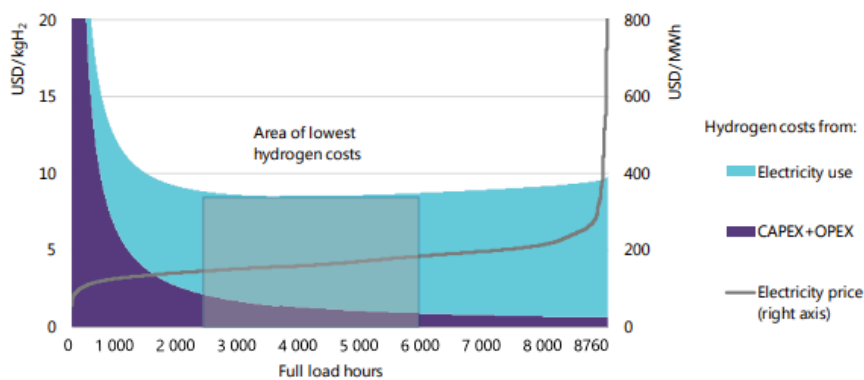
<sup>40</sup> Grahn, M & Jannasch, A-K: Electrolysis and electro-fuels in the Swedish chemical and bio-fuel industry: a comparison of costs and climate benefits, 2018

CAPEX (kr/kW <sub>e</sub> inkl. kringutrustning) <sup>41</sup>	3 450* – 12 000	5 600* – 15 500	6 900* – 48 000
O&M kostnader (% av initial CAPEX)	2–5 % av initial CAPEX	2–5 % av initial CAPEX	Inga tillgängliga data

\*Den lägre nivån på CAPEX baseras på den kostnadssänkning som förutspås i IEA:s rapport för elektrolysörerna till år 2030.

Kostnaden för vätgasproduktion genom elektrolys beror på elpris, typ av elektrolysör, effektiviteten på processen samt prisutvecklingen framåt. Som visas i Tabell 1 är idag spannet på investeringskostnaden för en elektrolysör väldigt stort. Enligt DOE kommer denna sjunka med upp till 75 % till 2030 för PEM-elektrolysörer<sup>42</sup>.

Det är fördelaktigt att producera vätgas vid lågt timpris, och minska produktionen vid högt timpris. Det slutgiltiga vätgaspriset blir dock högre med färre produktionstimmar eftersom det blir en för dyr investering vid få körtimmar. Studier visar ett lägre vätgaspris om en elektrolysör kör ungefär i mittspannet av antal fullasttimmar, se Figur 7.<sup>43,44</sup> Dessa är dock beroende på hur stor variation det kommer vara på elpriset under året, samt om många elektrolysörer startar samtidigt vid lågt elpris bidrar det till att elpriset höjs.



Figur 7: Förändring av vätgaskostnader per kg vätgas beroende på antalet körtimmar. [Källa: IEA: The future of hydrogen, 2019]

Då det ses som kostnadseffektivt att inte drifva elektrolysörer i full skala under hela året, utan snarare lagra vätgas när elpriset är lågt och tömma lagret när elpriset är högt bör det i ett investeringskede planeras för detta. I en rapport från Energimyndigheten gjordes en simulering på hur det genomsnittliga elpriset förändrades i förhållande till olika kapacitetskombinationer. I de simuleringarna noterades till exempel att bygga en elektrolysör på 50 MW<sub>e</sub> med stort lager som

<sup>41</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>42</sup> FCHEA: Road map to a US hydrogen economy, 2020

<sup>43</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>44</sup> Brynolf, S. et. al.: Electrofuels for the transport sector: A review of production costs, 2018

rymmer ungefär 2000 MWh<sub>el</sub> jämfört med 40 MW<sub>e</sub> och minimalt lager som rymmer ungefär 50 MWh<sub>el</sub> (och därmed fler körtimmar) gav en skillnad på det genomsnittliga elpriset på ungefär 0,05 kr/kWh år 2017 till fördel för 50 MW<sub>e</sub>. För framtida simuleringar skiljer det sig betydligt mer, 0,24 och 0,42 kr/kWh för år 2030 respektive år 2040.<sup>45</sup> Detta innebär att en investering av en större elektrolysör samt ett lager troligen på sikt kommer öka i lönsamhet.

Kostnad för ångreformerings med naturgas utan CCS uppskattas vara ca 15 kr/kg vätgas inom EU. Att inkludera CCS i ångreformationen ger en ungefärlig kostnad på 20 kr/kg vätgas. I jämförelse uppskattas kostnaden för förnybar vätgas från bland annat elektrolys och reformering av biogas till 25–55 kr/kg. Med CCS inom bioreformering (bio-CCS) kan lägre produktionskostnader erhållas vid tillräckligt höga priser på utsläppsätter, förutsatt att det finns en marknad för negativa utsläpp. För att CCS ska vara konkurrenskraftigt behövs koldioxidpriser inom intervallet 550–900 kr/ton.<sup>46</sup> Kostnaden för vätgas beror till stor del på den ingående kostnaden för naturgas, biogas och el. Koldioxid producerad inom industrin kan användas i en metaniseringprocess, enligt ett CCU-koncept.

### Lagring

Lagring av vätgas sker vanligtvis i komprimerad form vid 200–700 bar, eller i flytande form.<sup>47</sup> Detta kan göras i mindre skala i trycksatta tuber eller i större skala i underjordiska gruvor eller gasledningsnät. Då ofta under något lägre tryck.

I trycksatta tuber kan gasen lagras till ett högre tryck, vilket minskar volymen som behövs för lagring. Att lagra vätgas i trycksatta metallcontainrar ger en stabil lagring med hög renhet på vätgasen. Dessutom påverkar lagringsmetoden inte lokaliseringen av produktionen. Priset för lagring i trycksatta tuber blir högre med högre tryck på grund av kompressorkostnaden och materialkostnaden för tuben.<sup>48</sup>

För storskalig lagring anses lagring i saltgruvor vara den mest lovande teknologin. Det beror på ett lågt behov av buffertgas för att hålla trycket i gruvan, låg permeabilitet och reaktivitet, en bra möjlighet att förhindra kontaminering av den lagrade vätgasen samt låg investeringskostnad. Det finns även en flexibilitet i användandet då stora mängder vätgas kan tas in och ut ur gruvorna<sup>49</sup>. I Sverige finns dock inte möjligheten att använda just saltgruvor, utan en mer aktuell metod är att lagra vätgas i stålklädda berggrum, s.k. "lined rock cavity" (LRC). Idag finns en storskalig demoanläggning för naturgas som rymmer 10 miljoner normalkubikmeter (Nm<sup>3</sup>) i Kvibille norr om Halmstad<sup>50</sup> och i Hybrit-projektet byggs just nu en pilotanläggning för vätgaslagring<sup>51</sup>. Baserat på den forskning som

<sup>45</sup> Energimyndigheten: Integrering an elektrobränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans och ett hållbart energisystem med minimala klimatavtryck, 2019

<sup>46</sup> Europeiska kommissionen: En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa, 2020

<sup>47</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>48</sup> Andersson, J & Grönkvist, S: Large-scale storage of hydrogen, 2019

<sup>49</sup> Caglayan, D G. et. al.: Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, 2019 och Ormegard, E & Särnbratt, M: Förnybar vätgas i Skåne – En utvärdering av praktiskt genomförbar potential ur ett energisystemperspektiv, 2020

<sup>50</sup> [https://www.swedegas.se/vara\\_tjanster/tjanster/lagring/Teknisk-info](https://www.swedegas.se/vara_tjanster/tjanster/lagring/Teknisk-info), hämtad 2020-12-01

<sup>51</sup> Vätgasseminarie Energiforsk (nr 2), 2020 och Norlander, M: Om hur stältillverkningen ska bli fossilfri (och övrig industri också för den delen), 2020

finns tillgänglig är bedömningen att det är tekniskt möjligt att lagra vätgas på samma sätt som naturgas genom LRC.<sup>52</sup>

I ett EU-finansierat projekt har man studerat investeringskostnaden för lagring i trycksatta tuber och i saltgruvor. Investeringskostnaden ligger runt 230–2000 kr/Nm<sup>3</sup> för trycksatta tuber och 0,6-9 kr/Nm<sup>3</sup> för saltgruvor.<sup>53</sup> För LRC uppskattas investeringskostnaden till 70-150 kr/Nm<sup>3</sup>.<sup>54</sup> Livslängden för de olika lagring metoderna varierar dessutom kraftigt. Det är en betydligt längre livslängd för LRC än en trycksatt tub.

Förutom lagring i tuber eller gruvor/grottor så kan vätgasen även lagras i gasnät som diskuterades i föregående avsnitt.

#### *Den globala bränslecellsmarknaden*

Bränsleceller använder vätgas eller gasformiga bränslen som innehåller vätgas som till exempel naturgas, biogas eller metan. I vissa fall kan även flytande bränslen som metanol och ammoniak användas. Idag används bränsleceller i växande skala både inom det stationära området och inom transportindustrin.

Det finns i storleksordningen 25 000 fordon som drivs med vätgas och bränsleceller. Varje vätgasbil har en PEM-bränslecell på ca 100 kWe. De finns främst i Kalifornien, Japan och Korea samt mer och mer även i Tyskland. I övriga delar av Europa och världen är det enstaka fordon som drivs med bränsleceller. I Sverige har vi nu ca 50 personbilar.<sup>55</sup> Intresset för tunga fordon ökar kraftigt eftersom de kan ha väsentligt längre räckvidd än batterifordon.<sup>56</sup> I Sverige finns en större vätgastruck, det kommer snart vara två sopbilar i drift och under hösten 2021 kommer två bussar sättas i drift.<sup>57</sup> Andra expanderande områden är Gaffeltruckar i Nordamerika och telekomindustrin globalt.<sup>58</sup>

Under 2019 levererades totalt mer 1100 MWe bränsleceller, en kraftig ökning från tidigare år. Den största marknaden är Asien (Japan och Korea) och Nordamerika, där Kalifornien är klart ledande men även Kanada och övriga USA är betydande. Kanada har flera bland de ledande tillverkarna som Ballard och Hydrogenics.<sup>59</sup>

<sup>52</sup> Qvist Consulting Ltd: Modellering av svensk elförsörjning – Teknisk underlagsrapport, 2020

<sup>53</sup> Store & Go: D8.3 Reports on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU, 2018

<sup>54</sup> Qvist Consulting Ltd: Modellering av svensk elförsörjning – Teknisk underlagsrapport, 2020

<sup>55</sup> Mailkontakt med Björn Aronsson, Vätgas Sverige, 2020-01-18

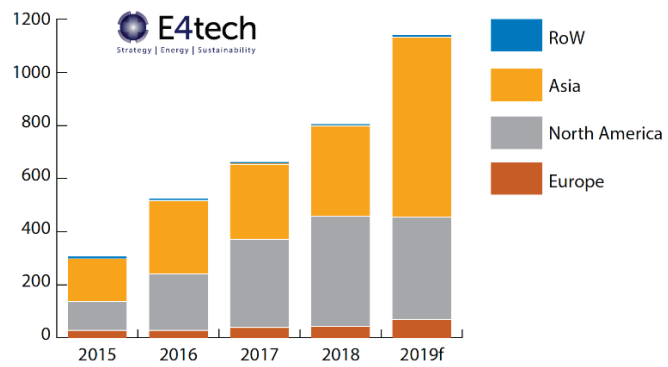
<sup>56</sup> IEA: Hydrogen, 2020

<sup>57</sup> Mailkontakt med Björn Aronsson, Vätgas Sverige, 2020-01-18

<sup>58</sup> Energiforsk: Bränsleceller syntesrapport 2016-2019, 2019

<sup>59</sup> Energiforsk: Bränsleceller syntesrapport 2016-2019, 2019





Figur 8: Leveranser av bränsleceller per region [Källa: E4tech: The Fuel Cell Industry Review 2019, 2019]

### 3 Sektorkopplingar

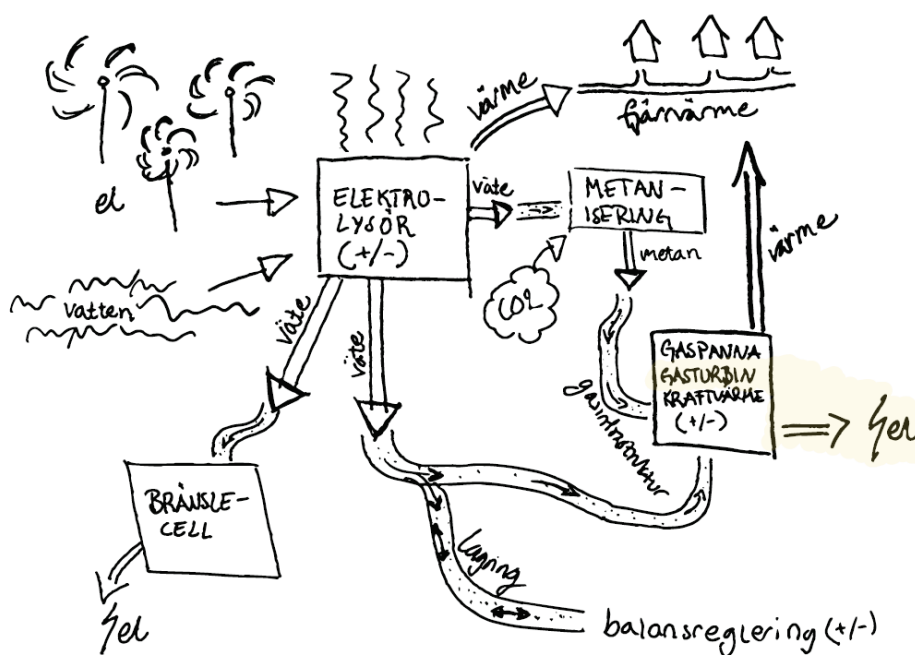
I det här kapitlet presenteras de sex studerade sektorkopplingarna och beskrivs utifrån de aspekter/kriterier som identifieras i 1.4 Metod. I avsnitt 3.7 diskuteras vidareförädling av vätgasen och hur den kan koppla ihop de definierade sektorkopplingarna och bygga vidare på värdekedjan för metan och dess potentiella roll i framtidens energisystem.

Sektorkopplingarna är:

- **Gasturbiner i elsystemet.** Koppling mellan el- och gassystemet. Behandlar hur gasturbiner kan avhjälpa anstränga situationer i elsystemet.
- **Elproduktion genom vätgas (gasturbiner och bränsleceller).** Koppling mellan el- och gassystemet. Behandlar hur vätgas kan nyttjas för förnybar spetslastproduktion.
- **Balansreglering genom elektrolysörer.** Koppling mellan el- och gassystemet. Behandlar hur elektrolysörer kan nyttjas för frekvensreglering i elnätet.
- **Restvärme från vätgasproduktion med elektrolysörer.** Koppling mellan fjärrvärme-, el- och gassystemet. Behandlar hur restvärme från elektrolysörer kan tas tillvara.
- **Gaspannor i fjärrvärmesystemet.** Koppling mellan gas- och fjärrvärmesystemet. Behandlar hur gaspannor kan bidra med värme till fjärrvärmesystemet.
- **Gaseldad kraftvärme.** Koppling mellan el-, fjärrvärme- och gassystemet. Behandlar hur kraftvärmeverk kan integreras med gassystemet.

### 3.1 GASTURBINER I ELSYSTEMET

Denna sektorkoppling existerar idag i form av spetslastproduktion och bidrar med stödtjänster i det svenska kraftsystemet. Gasturbiner, som ingår exempelvis i Svenska kraftnäts störningsreserv och i effektreserven, kan på sikt tänkas ersätta oljeeldad kondenskraft. Enkelt kan det beskrivas som att gasturbiner finns tillgängliga för att hjälpa kraftsystemet vid olika typer av ansträngda lägen. I analysen hanteras främst två typer av elsystemutmaningar. Den första gäller behov av effekt i nuvarande och framtida elsystem på grund av ansträngd effektbalans (kan bero på hög last, otillgänglighet hos produktion eller en kombination av dessa två). Denna utmaning förstärks av förväntad ökad elanvändning, mer variabel elproduktion och mindre planerbar elproduktion. Den andra utmaningen gäller så kallad *flaskhalsproblematik* i elnätet. Vid flaskhalsproblematik kan den generella effektbalansen i elsystemet vara god men på grund av bland annat nätkapacitetsbegränsningar uppstår lokala eller regionala bristsituationer på el. Tillgängligheten på eleffekt hanteras på flertalet marknader som gasturbiner skulle kunna vara en del av, nu och i framtiden.



Figur 9: Översikt gasturbiner i elsystemet

#### 3.1.1 Tekniska möjligheter och potential

Gasturbiner är intressant för effektförsörjning och flaskhalsproblematik då det är en snabbstartande och flexibel produktionsteknik. Uppstartstiden ligger kring 2–30 minuter<sup>60</sup>, och denna korta uppstartstid gör gasturbiner lämpliga för hantering av störningar i kraftsystemet. I det svenska kraftsystemet finns det förutom en handelsplats för el i form av en dagenföre- och intradagsmarknad (energy-only)

<sup>60</sup> Energiforsk AB: Gasturbinteknik - Årsrapport 2020, 2020

även stödtjänster i form av frekvensreglering samt störnings- och effektreserv. På flertalet av dessa marknader kan gasturbiner bidra.

På en energy-only-marknad får producenten av el endast betalt för den energi som levereras. Marknaden baseras på att anläggningar med lägst rörliga kostnad tas i drift först och den dyraste anläggningen i drift sätter nivån för priset på el i varje enskild timme. Detta kallas marginalprissättning. Med mycket högt elbehov behöver dyrare produktion tas i bruk, vilket skapar förutsättningar för höga elpriser som kan motivera start av gasturbiner.

För att säkerställa frekvensen i elnätet finns det frekvenshållningsreserver samt frekvensåterställningsreserver som Svenska kraftnät kan nyttja, för mer information om dessa se Appendix. De primära reglerresurserna FCR-N och FCR-D samt den automatiska aFRR (återställning) ställer krav på aktiveringstider som stillastående gasturbiner inte kan möta. Däremot skulle gasturbiner kunna ingå i den manuella resursen mFRR. För denna krävs aktivering inom 15 minuter vilket gör gasturbiner lämpliga att ingå i denna resurs.<sup>61</sup> Gasturbiner som är i drift har responstider som är kompatibla med de andra reglerresurserna men det skulle krävas att gasturbiner redan är i drift, på egna meriter eller på tomgång, tillsammans med höga priser för reglering.

Störningsreserven ämnar till att, inom 15 minuter, återställa balansen på elnätet efter störningar och ansvarig för detta är Svenska kraftnät. Vid störningar förväntas först reglerkraftsmarknaden (frivilliga regleringsbud) agera. Om det inte finns tillräckligt med bud från mFRR för att återställa balansen och/eller tidigare nyttjade reserver rekryteras störningsreserven.<sup>62</sup> Störningsreserven består i huvudsak av gasturbiner då dessa är väl lämpade att starta och generera el inom tidskravet. Totalt består reserven av 1350 MW i elområde SE3 och SE4.<sup>63</sup> I framtiden kan störningsreserven behöva utökas och ett alternativ är då gasturbiner.

Effektreserven finns till för de tillfällen som behovet av el är större än tillgänglig produktion och import. I dessa lägen kan en effektreserv tas i drift av Svenska kraftnät där både produktionsanläggningar (ökar sin produktion) och större elförbrukare (minskar sin konsumtion) kan ingå. Effektreserven ska finnas tillgänglig mellan 16 november och 15 mars och upphandlas av Svenska kraftnät. Fram till och med vintern 2025 ingår i effektreserven 562 MW som finns i Karlshamnsverket.<sup>64</sup> Effektreserven får både fast och rörlig ersättning.<sup>65</sup> I

<sup>61</sup> Powercircle: Stödtjänster från nya tekniker, <https://www.powercircle.org/stodtjanster.pdf>, hämtad 2020-12-09

<sup>62</sup> Svenska kraftnät AB: Svenska kraftnät har förstärkt störningsreserven, <https://via.tt.se/pressmeddelande/svenska-kraftnat-har-forstarkt-storningsreserven?publisherId=3235391&releaseId=3255992>, Besökt 2020-12-13

<sup>63</sup> Svenska kraftnät AB: Störningsreserven, <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/storningsreserven/>, Besökt 2020-12-13

<sup>64</sup> Svenska kraftnät AB: Effektreserven för 2020 – 2025, <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/effektreserven-for-2020-2025/>, Besökt 2020-12-12

<sup>65</sup>Svenska kraftnät AB: Effektreserv, <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/>, Besökt 2020-12-13

dagsläget aktiveras effektreserven mycket sällan.<sup>66</sup> Längre fram i takt med att kärnkraften avvecklas kan effektreserven behöva utökas, studier inom NEPP har indikerat att en sådan utbyggnad till 2040 kan handla om ungefär 4000 MW.<sup>67</sup>

Flaskhalsproblematik är ett växande problem inom elsektorn. Vid flaskhalsproblematik kan eleffekt finnas tillgänglig men på grund av en rådande elnätssituation kan denna inte levereras i ett särskilt geografiskt område. Idag har vi till exempel flaskhalsar på transmissionsnätet mellan elområde SE2 och SE3. En stor del av produktionen ligger i norra Sverige medan majoriteten av Sveriges elkonsumention är lokaliserad i elområde SE3 följt av SE4. Ett växande problem är även lokala och regionala flaskhalsproblem. Här handlar det om större städer eller regioner som inte har tillräckligt med nätkapacitet. Följden av detta kan bli hämmad ekonomisk utveckling i dessa områden.

Det behöver inte vara allmänt ansträngt i elsystemet (kraftbalans) för att flaskhalsar ska kunna uppstå. I framtiden förutspås och planeras det för en stor expansion av elintensiv industri, elektrifiering av transporter samt nedläggning av befintlig planerbar produktion i Sveriges södra delar. Nedläggningen av produktionskapacitet ska vägas upp av investeringar i intermittenta kraftslag som på årsnivå kommer producera liknande eller större mängder el men med lägre kortsiktig leveranssäkerhet. Med dessa trender spås en framtid där flaskhalsarna riskerar att bli fler och rimligen större. För att lösa upp flaskhalsarna krävs olika investeringar i nät och flexibilitet, där gasturbiner på strategiska platser är en av möjliga lösningar.

#### Internationell utblick – Gasturbiner som komplement till förnybara kraftkällor

Den vattenkraft som finns installerad i Sverige och Norge ger oss goda förutsättningar för en utbyggnad av intermittenta och förnyelsebara resurser som vind- och solkraft. Variationen i kraftproduktion kan till stor del hanteras av ett förändrat kraftuttag ur älvsystemen. Ett framtida högre behov av flexibilitet för att hantera produktionsvariationer kan komma att motivera investeringar i till exempel gasturbiner i Sverige, något som redan kan observeras på andra ställen i världen.

#### North Carolina, USA

Duke Energy kommer vid Lincoln County turbine combustion station att investera i single-cycle gasturbiner till en total effekt på 400 MWe. Utbyggnaden förväntas vara i full drift år 2024. Kraftanläggning ska leverera flexibel spetsproduktion för att hantera variationer i produktion från solkraft, vilket hjälper företaget att fasa ut äldre kolkraftverk.

#### Källa:

IRENA: *Flexibility in conventional power plants – Innovation Landscape Brief, 2019*

Duke Energy Ltd: *Lincoln Combustion Turbine Station Expansion, besökt 2021-01-04*

Potentialen uttryckt i effekt och energi har uppskattats för gasturbiner som spetslast men tyvärr har detta inte gjorts gällande flaskhalsar. Gasturbiner är väl lämpade för att eliminera flaskhalsproblematik eller i alla fall symptomen av dessa

<sup>66</sup> Powercircle: Stödttjänster från nya tekniker, <https://www.powercircle.org/stodttjanster.pdf>, hämtad 2020-12-09

<sup>67</sup> NEPP: Stora effektfrågan – Resultaten från Apollokörningar, 2018

men att uppskatta mängden lokala, regionala och nationella flaskhalsar samt deras omfattning och kopplade kostnader är ett arbete som ligger utöver detta projekt.

Potentialen som leverantör av spetslastproduktion uppskattas i form av effekt och energi. Effekten sätter en övre nivå för installationens storlek och energi indikerar hur stor gasmängd som kan komma att användas. Varje sommar uppskattar svenska kraftnät effektsituationen för kommande vinter i Sverige. Inför vintern 2020/2021 uppskattas följande effektunderskott för tre olika vintertyper, se Tabell 2.

**Tabell 2: Uppskattat effektunderskott inför vintern 20/21.**

Vintertyp	Effektunderskott
Normal	-1700
10-årsvinter	-2900
20-årsvinter	-3400

Enligt Svenska kraftnät är 2020 års effektbalans 700 MW sämre än 2019, och minskningen beror på att Ringhals 1 stängs.<sup>68</sup> Sverige har idag inget krav på att vara självförsörjande på effekt, utan vi förlitar oss delvis på import under ansträngda perioder. I NEPPs-färdplan el<sup>69</sup> har en uppskattning av spetslast utförts med modellberäkningar för året 2045 och en 20-årsvinter. Dessa simuleringar förutsatte effektmässig självförsörjning under ett normalår. I rapporten finns resultat från tre omvärldsscenarioer, 1. Förnybart centraliserat, 2. Förnybart decentraliserat och 3. Förnybart med kärnkraft. Uppskattningen på effekt och energi från dessa körningar ses i Tabell 3.

**Tabell 3: Effekt och energi vid spetslastberäkningar inom NEPP-färdplan el.<sup>110</sup>**

	Effekt [MW]	Energi [GWh]
Förnybart centraliserat	1700	20
Förnybart decentraliserat	6400	155
Förnybart och kärnkraft	60	4

Från tabellen ovan är högsta behovet av spetseffekt 6,4 GW, vid ett självförsörjningskrav. Detta är i samma storleksordning som dagens installerade effekt i Sveriges kärnkraftverk. Men produktionen från den installerade effekten är bara 155 GWh knappt 25 h utnyttjningstid av denna effekt. Om gasturbiner antas leverera denna spetsproduktion med en verkningsgrad på 40 % fås knappt 400 GWh förbrukad gas vilket kan sättas i relation till dagens storlek på gasleveranserna i Sverige på 20 000 GWh.<sup>70</sup> Det ska tilläggas att denna typ av

<sup>68</sup> Svenska kraftnät AB: Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020, 2020

<sup>69</sup> NEPP: Färdplan fossilfri el – Analysunderlag, 2019

<sup>70</sup> Energigas Sverige: Gasbranschen - Färdplan för fossilfri konkurrenskraft, 2020

modelleringar där förutsättningar och antaganden 20–25 år framåt ska beskrivas är förknippade med osäkerheter. Vid uppskattning av topplastbehov och försörjning av denna är det mycket intressant med olika typer av flexibilitetslösningar, t.ex. lagring i batterier. Hur denna marknad utvecklas kommer få påverkan på den typ av resultat som erhållits i simuleringsresultaten ovan.

Eftersom gasturbiner primärt bidrar med flexibel planerbar elproduktion bör "konkurrerande" tekniker nämnas. Andra flexibilitetstekniker som erbjuder lösningar för flaskhalsproblematik och spetslasthantering är t.ex. lagring av el, utbyggnad av elnät, efterfrågefleksibilitet, energieffektivisering och annan lokal planerbar elproduktion. En stor fördel med gasturbiner jämfört med exempelvis lagring och efterfrågefleksibilitet är att åtgärden i många fall är mer uthållig. Då detta är en producerande enhet kan den vid ihållande effektbrist köra så länge det finns bränsle. Om den är lokaliserad vid transmissionsnätet för gas är tillförsel nästintill obegränsad. Konkurrerande tekniker som lagring och efterfrågefleksibilitet har ett tidsberoende. Inom lagring så tar den lagrade energin, för eller senare, slut och för efterfrågefleksibilitet så måste en stor del av behovet som skjuts till framtiden oftast någon gång återföras. Gasturbiner kan även byggas ut snabbt (jämför ledtid på elnätsutbyggnad). Det är också en väl beprövad teknik, jämfört med olika upplägg kring efterfrågefleksibilitet och lagring. I Sverige har vi en god kunskap av drift då våra reserver länge bestått av gasturbiner samtidigt som det finns industriell närvaro av tillverkning, service och utveckling.

Gasturbiner är förutom flexibla i driften även flexibla när det kommer till bränsle. En gasturbin behöver inte använda just gas som ett bränsle, något som namnet antyder. Möjliga bränslen är självklart naturgas och biogas men också fossila och biobaserade oljor går att använda. Redan idag kan man köra med inblandning av vätgas (upp till 15 %) i vissa turbiner.<sup>71</sup> Idag pågår forskning för att kunna köra upp på 100 % vätgas till år 2030, vilket behandlas mer i avsnitt 3.2.1.<sup>72</sup>

### 3.1.2 Kostnader och lönsamhet

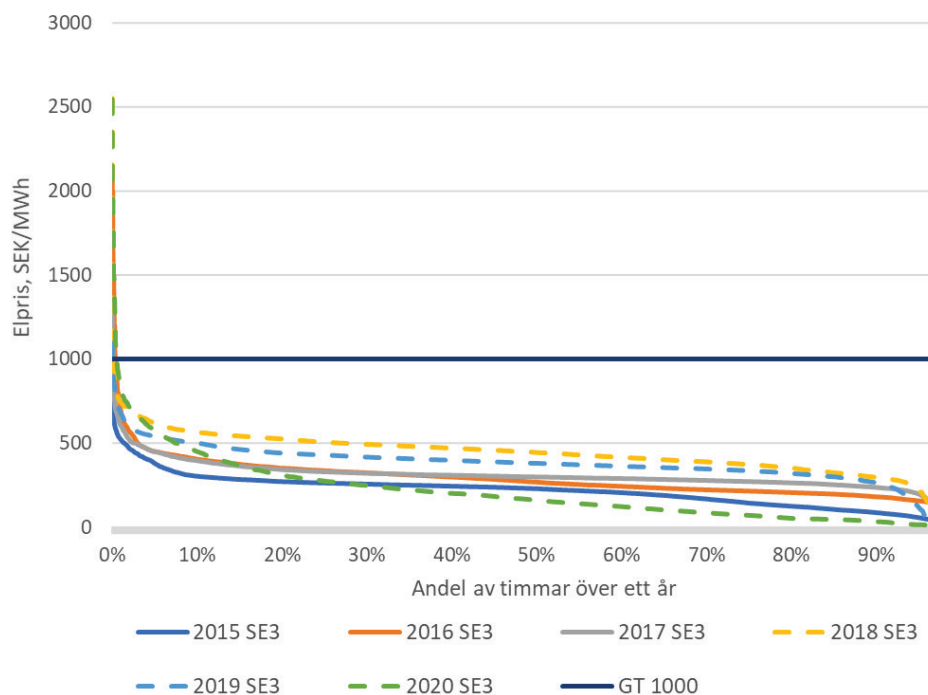
Då total utnyttningstid för tekniker som ska tillgodose spetsbehov är väldigt kort är det viktigt med låga investerings- och fasta kostnader. Ofta hör dessa ihop med högre rörlig kostnad vid drift. Investeringskostnaden för turbiner i storleken 10 – 50 MW ligger mellan 600–400 USD/kW (5400 – 3600 kr/kW), där större turbiner får skalfördelar.<sup>73</sup> Den rörliga kostnaden varierar med priset på bränsle och utsläppsrätter men kan antas ligga mellan 800-1000 kr/MWh, el.

Vid presentation av kostnader och lönsamhet får man inte glömma vad som är intäkten, nämligen elpriset. Framtida gasturbiner som enbart agerar på dagenföre – och intradagsmarknaden skulle behöva förlita sig på att elpriset når tillräckliga nivåer. Nedan i Figur 10 visas elpriset i SE3 under 2015 fram till och med 2020.

<sup>71</sup> Energiforsk AB: Gasens roll i det framtida energisystemet, 2015

<sup>72</sup> Siemens AB: Hydrogen Capable Gas Turbine, <https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html>, besökt 2020-12-13

<sup>73</sup> Energiforsk AB: Gasturbinteknik – årsrapport 2020, 2020



Figur 10: Sorterat elpris mellan 2015 - 2020 samt rörlig kostnadsnivå för gasturbinsdrift. Streckade linjer är de tre senaste åren. GT= Gasturbin. [Källa: data hämtad från Nordpool.se 2020-01-11]

Under perioden är medelantalet timmar per år med elpriser över den antagna rörliga kostnaden för gasturbiner (1000 kr/MWh,el) mellan 3 och 40 timmar (för den studerade perioden gäller generellt att högpristimmarna är något fler för SE4 och färre i elprisområde SE1 och SE2). Skillnaden i antal högpristimmar per elprisområde får ingen betydande skillnad på aktuellt resonemang. Med så få timmar är det svårt att täcka fasta kostnader för sina anläggningar, så länge inte betalningen under drifttimmarna är extremt hög. Som räkneexempel kan ges att med fasta DoU kostnader på 50 kr/kW,el<sup>74</sup> och en drifttid på 100 h krävs ett elpris som är 500 kr/MWh,el högre än den rörliga driftkostnaden för att nå lönsamhet. Detta betyder elpriser över 1300-1500 kr/MWh,el krävs för att täcka bränsle, styrmedel och underhållskostnader, om gasturbinerna når 100 timmars drifttid. Sannolikt krävs det ännu högre priser då drifttiden under observerade år aldrig nådde 100 timmar. Den fasta kostnaden på 50 kr/kW gäller anläggningar som körs som reglerkraft. Vid större installationer är drift och underhållskostnaderna högre men man antar samtidigt längre utnyttningstid. Ovan beräkning kan antas gälla för gasturbiner som redan existerar i Sveriges kraftsystem. Vid en nyinvestering i gasturbiner måste förutom rörliga produktionskostnader och årliga fasta kostnader även kompletteras med kostnader associerade med investeringen. Med en drifttid på 100h, beräknad livslängd 25 år, ränta 6 % och investeringskostnad på 4500 kr/kW blir produktionskostnaden för el över 5000 kr/MWh,el.<sup>74</sup>

Förutom energy-only marknaden så finns, som nämnts tidigare, ett par stödtjänster till elsystemet där ersättningsmodellen varierar. I dagsläget består ersättningen för

<sup>74</sup> Elforsk AB: El från nya anläggningar (2014), 2014



mFRR av en rörlig del för levererad mFRR-energi.<sup>75</sup> Effektreserven är en typ av kapacitetsmarknad där ersättningen består i både en fast och rörlig betalning.

Oavsett hur gasturbiner ska få betalt måste deras kostnader för den nytta de levererar ställas mot alternativ. Ett av dessa alternativ är batterier, som helst laddas vid lågt elpris för att hjälpa systemet när det blir brist. I en rapport från Sweco jämförs en kostnadsberäkning mellan ett batteri och en gasturbin över tre olika utnyttningstider (100/500/1000 timmar). Genomgående blir batteriet dyrare än gasturbinen, detta på grund av framförallt höga fasta kostnader.<sup>76</sup> En sådan här beräkning beror till stor del på antaganden kring framtida elpriser då batterier tjänar pengar på skillnaden vid i och urladdning. Batterier är en mogen teknik i många avseenden men samtidigt pågår en stor teknisk utveckling. Ny teknik och större användning av batterier kan komma att sänka investeringskostnaderna vilket kommer påverka utfallet i beräkningar som exemplet ovan. Med mer batterier i en åldrande elbilsflotta kommer även uttjänade elbilsbatterier kunna användas till energilagring för elsystemet. Över tid tappar batterierna sin prestanda och till slut är de för dåliga för elbilsapplikationen men kan fortsätta vara fullt funktionella för energilagring som ställer något lägre krav på kapacitet. Dessa så kallade "second life" batterier kan tänkas investeringskostnader som är 30-70 % lägre jämfört med nya batterier.<sup>77</sup>

De ekonomiska konsekvenserna av nätkapacitetsbegränsningar i elnätet på nationell och regional nivå såväl som på lokal nivå är svår att uppskatta. Men ett "trångt" elnät som begränsar expansionen av städer och regioner ger en samhällsrelaterad alternativkostnad. Att elektrifieringen av industri och transporter bromsas ger dessutom negativa konsekvenser för miljö och klimat. En rapport från Pöyry indikerade att samhällskostnaderna för hela Sverige potentiellt uppgick till 80 miljarder kronor (år 2017) och kan växa till 150 runt 2030.<sup>78</sup> Valet mellan att bygga ut elnätet för att lösa upp en flaskhals eller investera i ny kapacitet inom flaskhalsområdet måste vara en avvägning mellan de kopplade kostnaderna. Med framtagna siffror ovan kan kostnaden för enbart investering i effekt från gasturbiner uppskattas till mellan 3,5-6 Mkr/MW exklusive driftskostnader. Ett flaskhalsproblem på 100 MW, ungefär den nivå som man säkra upp i Malmö med hjälp av gaskraftvärme, ger en investeringsnivå kring 600 Mkr. Av de 80 miljarder som refererats till ovan står elområde SE4, där Malmö ingår, för ungefär 35 miljarder kronor. Att jämföra investeringskostnaden i Malmö med samhällskostnaderna för hela elområde SE4 är inte helt rättvist, men kostnadsnivåerna kan ses i relation till varandra då man jämför storleksordningen på detta problem. 600 miljoner kronor kan därmed storleksmässigt jämföras mot 35 miljarder kronor (per år). Utöver investeringskostnaden tillkommer flera kostnadsposter men även vid en dubbling av kostnaden till 1,2 miljarder verkar det finnas utrymme för vidare åtgärder i SE4 innan 35 miljarder nås. Inte bara

<sup>75</sup> Svenska kraftnät AB: Villkor för mFRR, bilaga till Avtal om balansansvar för el, <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-5-mfrr.pdf>, hämtad 2020-12-05

<sup>76</sup> NEPP: Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion – en rapport till Energiforsk, 2019

<sup>77</sup> McKinsey: Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage, 2019

<sup>78</sup> Energiföretagen AB: Trånga elnät allvarligt hinder för tillväxt, <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2018/september/tranga-elnat-allvarligt-hinder-for-tillvaxt/>, besökt 2020-12-06

kostnaden för investeringar och arbete ska tas med, man bör även ta hänsyn till den ledtid de båda projekten har, att bygga större ledningar inom fem år är mycket tveksamt.<sup>79</sup> Valet står inte heller endast mellan nätförstärkning och gasturbin, utan flera andra alternativ står också till buds. Dessa kan potentiellt åtgärda delar av problemet till lägre kostnad.

### 3.1.3 Institutionella barriärer

För denna sektorkoppling har endast två institutionella barriärer identifierats. Den ena handlar om allokering av biogas inom handeln med utsläppsrätter (EU ETS) den andra diskuterar fossilfrihet och CCS (carbon capture and storage).

För tillfället kan gasanvändare, inom EU ETS, inte använda sig av gröngasprincipen om biogas har samdistribuerats med naturgas. Gröngasprincipen säger att biogas och naturgas i samdistribution fördelas genom avtal istället för, som nu, genom gasens fysiska väg. Energigas Sverige har lämnat en hemställan till regeringen där man vill att gröngasprincipen ska få användas inom EU ETS så att biogasens emissionsfaktor noll kan tillgodoräknas även när biogas samdistribuerats i gasnätet. Denna institutionella barriär existerar när denna rapport skrivs men ändringar i relevant EU-rätt innebär att problematiken bör kunna åtgärdas från och med den 1 januari 2022. Det innebär att det finns goda möjligheter att hindret inom en snar framtid är undanröjt.<sup>80</sup>

Strävan efter fossilfrihet gör att naturgas är ett omdiskuterat bränsle och även då biogas är en del av energimixen är största gasanvändningen fossil. Det kan argumenteras för att den naturgas som används vid spetslast i Sverige ersätter än mer kolintensiv produktion utanför våra nationella gränser. Denna slutsats kräver acceptans av ett vidgat systemperspektiv och strävan efter inhemsk fossilfrihet väger i många fall tyngre. Att applicera CCS på naturgasapplikationer för att få klimatneutral elproduktion i framtiden kan vara möjligt men inte på anläggningar som kommer gå med få drifttimmar. Speciellt då CCS är en elintensiv process. Gasbranschens långsiktiga ambition är att all gas ska vara förnybar år 2045 och det är upp till organisationer att värdera skyndsamheten till fossilfrihet och huruvida naturgas kan vara ett värdefullt övergångsbränsle.

### 3.1.4 Viktiga påverkansfaktorer

För denna sektorkoppling existerar flertalet påverkansfaktorer. Dessa påverkar antingen lönsamheten, den totala potentialen (gasvolym/elproduktion) eller båda två.

En stor påverkansfaktor är utvecklingen av elsystemet. Målet att fasa ut fossila bränslen (styrbar elproduktion) genom mestadels variabel förnybar kraftproduktion i Sverige och på kontinenten är ingen nyhet. Att systemet måste rustas för att klara mer intermittenta körmönster blir en direkt följd. Här har gasturbiner med sina låga investeringskostnader, god flexibilitet och möjlighet till drift på förnybara gasbränslen en roll att spela. Men det kommer vara en blandning av flexibilitetslösningar som möter framtidens behov i elsystemet. Hur

<sup>79</sup> Pöyry AB: Trångt i elnäten – ett hinder för omställning och tillväxt?, 2018

<sup>80</sup> Kommunikation med representanter för Energigas Sverige, December 2020

stor del gasturbiner får i förhållande till andra flexibilitetsåtgärder är svårt att säga. Utöver den generella eleffektutmaningen tillkommer även lokala och regionala flaskhalsar i elnätet. Om flaskhalsar uppstår kan gasturbiner vara värt mycket för en "bristregion". Men som vi redan konstaterat är gasturbinerna bara ett av de alternativ som står till buds för att klara sådana nätkapacitetsbegränsningar.

Något som kan driva på expansionen av gasturbiner är en utökad kapacitetsmarknad. De som förordar en kapacitetsmarknad tvivlar på att den nuvarande energy-only-marknaden ger tillräckliga investeringsincitament för den planerbara elproduktion som man anser kommer att behövas för att säkerställa en trygg elförsörjning. Problematiken är en följd av utbyggnaden av vind- och solkraft med eller utan subventioner. De rörliga kostnaderna för denna typ av produktion är väldigt låg.<sup>81</sup> De låga rörliga kostnaderna resulterar i ett lägre elpris som gör att utnyttningstiden på planerbara termiska kraftverk kortas ner. Vid tillräckligt få timmar går det inte längre att få lönsamhet i att hålla dessa verk i drift eller att göra nyinvesteringar. Följden kan då bli att när den intermittenta produktionen i kraftsystemet inte levererar på grund av väder så uppstår brister i systemet eftersom termisk effekt är avställd eller demonterad. Om man, utöver energi, även kan få betalt för effekt skulle denna situation, enligt kapacitetmarknadens förespråkare, kunna avvärjas.

Det finns flera modeller för implementering av kapacitetmarknader. En modell är att utöka den befintliga effektreserven med en större strategisk reserv.<sup>82</sup> På så sätt skulle man kunna skydda leveranssäkerheten men stora prisvariationer kan fortfarande uppstå och investeringar i effekt är förknippad med risk, då tillhörighet i reserven inte behöver vara garanterad. Konceptet Nordic Balancing Concept, NBC, är ett arbete som kan komma att få stor påverkan. En del av NBC går ut på att varje elområde ansvarar för sin egen balansering, det måste då finnas tillräckligt med resurser i det egna elområdet (FCR, aFRR och mFRR). Om det inte finns tillräckligt med mFRR kan denna resurs köpas in från närliggande regioner. Detta kan innebära mer drifttid för gasturbiner som agerar som mFRR då denna nytta kan tillgodogöras inom det egna elområdet eller säljas till andra delar i det nordiska elsystemet om behov finns. Kapaciteten för mFRR kan också komma att handlas upp i förväg på kapacitetsmarknader för mFRR, i detta fall skulle gasturbiner kunna täcka en del av sina kostnader med hjälp av betalningar från denna marknad.<sup>83</sup>

Potentialen för utbyggnad av biogasproduktion inom Sverige är stor, den tekniska potentialen beräknas ligga runt 30 - 37 TWh år 2030 och den föreslagna mängden, och målet, i biogasmarknadsutredningen<sup>84</sup> är 10 TWh till 2030<sup>85</sup>. För att nå dessa nivåer krävs en blandning av rötning och förgasning. Nämnade nivåer utgör inte ett tak för konsumtion av biogas då Sverige har flera möjligheter till import, inte minst genom nätförbindelsen till Danmark. Det är ännu oklart vilken volym som slutligen nås och vilken prisbild som erhålls. Kraftsektorn och gasturbiner kommer

<sup>81</sup> IVA: Väggval el – elmarknader, internationell utblick, 2016

<sup>82</sup> NEPP: Kapacitetsmekanismer, 2011

<sup>83</sup> Svenska kraftnät & Statnett: The Nordic Balancing Concept, 2017

<sup>84</sup> Statens offentliga utredningar: Mer biogas! För ett hållbart Sverige, [http://www.sou.gov.se/wp-content/uploads/2019/12/SOU\\_2019\\_63\\_webb.pdf](http://www.sou.gov.se/wp-content/uploads/2019/12/SOU_2019_63_webb.pdf).

<sup>85</sup> Kommunikation med representanter för Energigas Sverige, December 2020

att få konkurrens från andra sektorer så som produktionsindustri och transportsektorn. Dessa sektorer kan ha högra betalningsvilja vilket skulle ge priser på biogas som gör det svårt att använda biogas i kraftsektorn.<sup>86</sup>

### 3.1.5 Framtidsutsikt

De tekniska möjligheterna gör gasturbiner intressant nu och i framtiden då de kan bidra med kapacitet och flexibilitet inom olika stödtjänster till kraftsystemet.

Analys av historiska elpriser och den modellering av framtidens energisystem som utförts inom NEPP tyder dock på att drifttimmarna för installerad effekt är och förblir mycket få. Introducering av nya eller utökade kapacitetsmarknader kan öka mängden gasturbiner men dessa ska samtidigt ställas mot konkurrens från andra typer av flexibilitet vid drifrangordning.

Det finns institutionella barriärer men arbete pågår med att undanröja dessa och utsikten för detta är god. Viktiga påverkansfaktorer behandlar utvecklingen av elsystemet vilket idag inte kräver särskilt mycket drift av gasturbiner för att klara balanseringen av kraftsystemet men framgent kan detta ändras. Vidare är det inte säkert att en gasturbin behöver använda energigaser som bränslen. I Figur 11 presenteras en sammanfattande bild av bedömningen av sektorkopplingen gasturbiner för el.

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

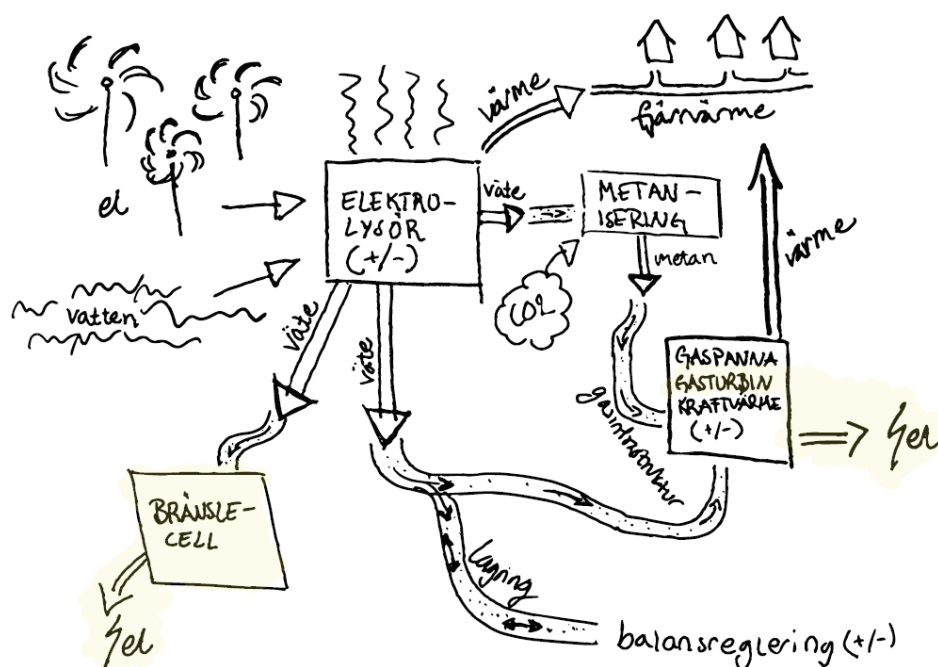
Figur 11: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för gasturbiner i elsystemet.

<sup>86</sup> Statens offentliga utredningar: Mer biogas! För ett hållbart Sverige, 2019

### 3.2 ELPRODUKTION GENOM VÄTGAS

Det här avsnittet avser att undersöka möjligheten att använda vätgas i en gas-to-power-lösning (G2P). Fokus är på återförandet av vätgas som energibärare till el, genom gasturbin eller bränslecell, i avseende att tillföra spetslastproduktion vid ansträngda situationer i elnätet. Sektorkopplingen är i sin helhet mycket omfattande, se Figur 12 för illustration. Produktion av vätgas kan ske genom elektrolys eller ångreformerning för att därefter lagras. Lagringen kan ske som vätgas eller som metan genom ett extra produktionssteg såsom tillskott i rötning och förgasning eller som råvara i metanisering. Genom att sedan nyttja gasturbiner eller bränsleceller kan el produceras igen.

Avsnittet baseras delvis på bakgrundsinformationen i avsnitt 2.



Figur 12: Översikt elproduktion genom vätgas.

#### 3.2.1 Tekniska möjligheter och potential

Elproduktion från vätgas kan nyttjas för olika ändamål, här fokuseras främst på spetslastproduktion. Vätgas kan användas direkt som bränsle i gasturbiner eller bränsleceller, eller indirekt genom att omvandlas till metan. Nedan beskrivs tekniska möjligheter och potential med respektive teknologi.

##### Gasturbiner

Gasturbiner är en kommersiellt gångbar teknik lämpade för bland annat störningsreserv och spetslastproduktion. De kan nyttja både gasformiga och vätskeformiga bränslen. Gasturbiner som nyttjar metan som bränsle används redan idag (diskuteras i avsnitt 3.1), medan gasturbiner som drivs på ren vätgas fortfarande är en omogen och icke-etablerad teknologi. Det sker dock stora tekniksprång inom området där exempelvis Siemens arbetar med att utveckla

moderna gasturbiner som i framtiden kan drivas på 100 % vätgas. Bland annat deltar de i ett projekt, HYFLEXPOWER i Frankrike, där befintliga gasturbiner i kraftvärmeverk uppgraderas för att testa olika bränslemixar mellan naturgas och vätgas, för att nå en bränslemix med minst 80 % vätgas och slutligen 100 % vätgas.<sup>87</sup> Siemens har också ett samarbete med Göteborg Energi i syfte att testa svensk teknik som möjliggör drift med förnybara bränslen (till exempel vätgas och biogas) i Rya kraftvärmeverk, som idag huvudsakligen driftas på naturgas. Ryaverket har redan idag möjlighet att elda höga andelar icke-fossila bränslen men inte upp till 100%. Samarbetet väntas verifiera flera olika gröna bränslen i större skala, först i Sverige och sedan i andra delar av världen.<sup>88</sup>

Det finns även möjlighet att blanda in vätgas i låga koncentrationer utan att uppgradera gasturbinerna. Tillåten vätgaskoncentration i bränslemixen beror på hur de tekniska specifikationerna ser ut för respektive gasturbinmodell.

#### Internationell utblick – HYFLEXPOWER

**Lokalisering:** Saillat-sur-Vienne, Frankrike

**Tidsplan:** 2020–2023

**Mål:** Visa att vätgas kan produceras från förnybar el och lagras, för att sedan mixas upp till 100 % med naturgas och användas som bränsle i gasturbiner tillhörande ett kraftvärmeverk

**Utförs av:** Engie Solutions, Siemens Gas and Power, Centrax, Arttic, German Aerospace Center (DLR) samt fyra europeiska universitet

**Finansierat av:** Europeiska kommissionen

**Budget:** 15,2 miljoner euro

*Källa: <https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/hyflexpower-worlds-first-integrated-power-x-power-hydrogen-gas-turbine-demonstrator>. Besökt 2021-01-13*

Ett första alternativ är att, istället för att låta en gasturbin köras på en mix av vätgas och metan, omvandla vätgasen till metan. Ett andra alternativ är att använda vätgasen som tillskott till processerna rötning och förgasning. Därefter kan metanen användas som bränsle i gasturbiner, bränsleceller eller gaskraftverk. Metanisering och vätgas som tillskott i rötning- och förgasningsprocesser behandlas närmare i avsnitt 3.7. Utifrån dagens förutsättningar med utbyggda naturgasnät och drifttagna gasturbiner har den här lösningen en högre teknisk potential än den att nyttja och distribuera vätgas för gasturbindrift.

#### PEM-bränsleceller

Beträffande bränsleceller kan PEM nyttjas som spetslast. PEM-bränsleceller är så kallade lågtemperatur-bränsleceller med arbetstemperaturer på ca 80°C. Deras främsta egenskaper är att de snabbt kan startas, på några sekunder, från kallt

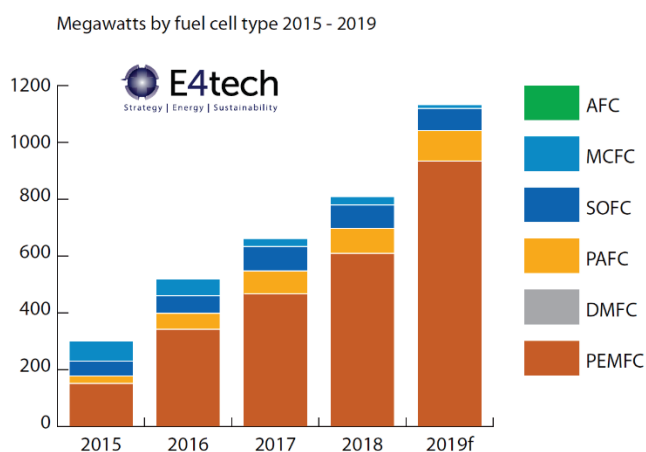
<sup>87</sup> <https://www.powermag.com/worlds-first-integrated-hydrogen-power-to-power-demonstration-launched/> Besökt 2020-12-08

<sup>88</sup> Göteborg Energi och Siemens i samarbete för fossilfri kraftvärme ([goteborgenergi.se](http://goteborgenergi.se)) Besökt 2021-01-13

tillstånd. De kan byggas kompakta som till exempel drivkälla i bilar och lastbilar. Verkningsgraden från vätgas till el är mer än 60 % och PEM har hög verkningsgrad även vid dellast.<sup>89,90,91</sup> Den låga arbetstemperaturen gör dem inte lämpliga för inkoppling på traditionella fjärrvärmenät.

PEM kräver ren vätgas som bränsle, eftersom de är känsliga för föroreningar, särskilt CO. När metanbaserade bränslen används förses bränslecellerna med en reformer som producerar vätgas för bränslecellerna. Ett vanligt bränsle är trycksatt vätgas. Anläggningarna tillverkas från kW-storlek upp till MW.

PEM är idag den mest kommersialiserade bränslecellstekniken. I Figur 13 framgår den kraftiga ökningen av försäljningen av PEM-bränsleceller. Det finns flera olika stora tillverkare i USA, Kanada, Japan och Europa.



Figur 13: Globala försäljningen av olika typer av PEM-bränsleceller [Källa: E4tech: The Fuel Cell Industry Review 2019, 2019]

Den kraftiga ökningen av marknaden för PEM-bränsleceller de senaste åren beror till stor del på användningen inom bilindustrin, men även den stationära sidan har expanderat kraftigt. Vanliga användningsområden är som spetslastproduktion, som reservkraft inom t ex telekom-industrin, för datacenter eller som mindre kraftverk fristående eller parallellt kopplade till elnätet.<sup>92</sup>

Att använda PEM-bränsleceller för lokal elproduktion till bostäder är en ökande marknad framförallt i Asien, Japan och Korea där mer än 350 000 bränsleceller finns i bostäder för lokal eltillförsel och även värmeproduktion. EU har flera stora projekt för att demonstrera och införa den tekniken i Europa genom projekten Enefield och PACE samt lokala projekt i Tyskland. Totalt finns det ca 5000 bränsleceller för bostäder i ca 12 länder i Europa, dock inte i Sverige.<sup>93</sup>

Sammanfattningsvis kan konkluderas att vätgas för spetslastproduktion har teknisk potential att nyttjas genom såväl gasturbiner som bränsleceller. Skillnad

<sup>89</sup> Argonne: Technology Assessment of a Fuel Cell Vehicle, 2017

<sup>90</sup> U.S Department of Hydrogen: Hydrogen Program Plan, 2020

<sup>91</sup> U.S Department of Hydrogen: Hydrogen Program Plan, 2020

<sup>92</sup> Ibid.

<sup>93</sup> Energiforsk: Bränsleceller syntesrapport 2016-2019, 2019

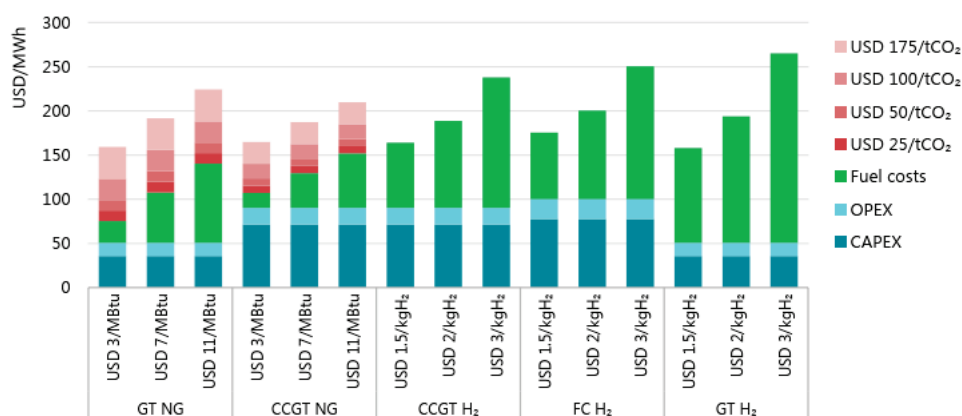
mellan teknologierna är att gasturbiner oftast har högre uteffekt än bränsleceller, upp till 400 MW i jämförelse med upp till 2–50 MW. Bränsleceller kan ha kortare teknisk livstid än gasturbiner, på omkring 10 000 till 40 000 drifttimmar, medan gasturbiner för detta ändamål alltid brukar ligga på 40 000 drifttimmar eller mer. De här egenskaperna talar för att bränslecellerna även lämpas som reservkraft.<sup>94</sup>

### 3.2.2 Kostnader och lönsamhet

Det här avsnittet fokuserar på kostnader och lönsamhet för vätgasdriven spetslastproduktion med hjälp av gasturbiner och bränsleceller. Avsnittet avser att redovisa en uppfattning om deras ekonomiska förutsättningar genom att:

- Jämföra kostnaden för nyinvestering i en vätgasdriven gasturbin med en vätgasdriven bränslecell
- Jämföra kostnaden att uppgradera befintliga gasturbiner med att konstruera nya gasturbiner som helt eller delvis driftas på vätgas
- Bränslecellsalternativet i relation till batterier och dieselgeneratorer

Investeringskostnaden för PEM-bränslecellssystem varierar stort i litteraturen.<sup>95</sup> I IEA:s rapport anges ett CAPEX på 12 800 kr/kW för en 1 MW PEMFC-enhet. Totalkostnaden för bränsleceller drivna på vätgas är marginellt större än gasturbiner som drivs på vätgas, för spetslast, enligt de antaganden som IEA gjort, se Figur 14.<sup>96</sup> I jämförelsen räknar man med ett CAPEX på 8000 kr/kW för en modern gasturbin (CCGT). En enklare gasturbin (Simple Cycle) har däremot ett betydligt lägre CAPEX. Siffrorna är baserade på en utnyttjningsgrad på 15 % men troligen kommer denna vara lägre vilket innebär en högre utjämnad kostnad för elproduktion än vad som redovisas i Figur 14. Utifrån ett nyinvesteringsbehov är det därmed inte stor skillnad i kostnaden att producera el från vätgas via en CCGT gasturbin eller bränslecell.



Figur 14: Utjämnad kostnad för elproduktion för spetslast från naturgas och vätgas.<sup>97</sup>

<sup>94</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>95</sup> Weidner, E. et. al.: Global deployment of large capacity stationary fuel cells, 2019

<sup>96</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>97</sup> IEA: The future of hydrogen, 2019. Not: GT=gasturbin; CCGT=combined cycle gasturbin; FC=bränslecell; NG= naturgas. Alla antaganden och information om dessa finns på [www.iea.org/hydrogen2019](http://www.iea.org/hydrogen2019).



Som nämnt, finns möjlighet att uppgradera befintliga gasturbiner för att klara en bränslemix med vätgas, alternativt till att konstruera nya gasturbiner som helt eller delvis drivs på vätgas. Kostnadsjämförelser visar inte helt oväntat att kostnaden för vätgasdrivna turbiner är högre än för naturgasdrivna, främst pga. investeringskostnaden.<sup>98</sup> En uppskattad<sup>99</sup> ökning i investeringskostnaden visas i Tabell 4. Det är billigare att uppgradera en befintlig gasturbin än att investera i en ny, vilket innebär att gasturbinerna som finns i störningsreserven eller för spetslast i dagens elsystem potentiellt kan vara eller i närtid bli lönsamma att uppgradera i takt med att hårdare klimatkrav ställs och dess utsläpp behöver minskas.

**Tabell 4: Uppskattad ökning i investering för uppgradering av befintlig gasturbin kontra ny gasturbin vid olika stor inblandning av vätgas i bränslemixen<sup>100</sup>**

H <sub>2</sub> mix [%]	Uppgradering av befintlig gasturbin [% av CAPEX]	Ny försäljning [% av CAPEX]
30	1 %	101 %
50	7 %	103 %
77	10 %	105 %
90	15 %	107 %
100	25 %	115 %

Om vätgas omvandlas till metan kan befintliga gasturbiner nyttjas. Därmed behövs ingen investering i en ny gasturbin eller uppgradering av den befintliga. Det här alternativet innebär också att ingen ny lagring behöver byggas ut, så länge produktion och nyttjande sker i anslutning till de gasnät/gaslager som finns i Sverige idag. Det är dock dyrare att producera vätgas för att sedan omvandla till metan jämfört med att nyttja naturgas eller biogas direkt.

Utöver att använda bränsleceller för spetslast så kan bränsleceller även nyttjas som reservkraft eller elförsörjning off-grid. I de fallen är dieselgeneratorer vanliga idag men även batterier är något som kommer mer och mer.

En kostnadsjämförelse från Hydrogen Council mellan dieselgenerator, batterier och bränsleceller (för att fungera som elförsörjning off-grid eller som reservkraft) visade att bränsleceller var att föredra jämfört med batterier i vissa situationer. Som exempel på en reservkraftslösning så undersöktes kostnaden för 1 MW generator på ett sjukhus. En 1 MW bränslecellsgenerator på ett sjukhus skulle vara mer lönsam än en motsvarande batterilösning vilket bland annat berodde på lägre investeringskostnader och den korta användningstiden (mindre än 2% per år). En avgörande faktor som gör bränsleceller mer konkurrenskraftiga i jämförelse med batterier i off-gridlösningar är dess lokalisering i världen. I jämförelsen var det

<sup>98</sup> Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective, 2020

<sup>99</sup> Siffrorna i tabellen är uppskattade i syfte att vara underlag i akademiska energisystemstudier när de i verkligheten varierar beroende på kund och anläggningsspecifika omständigheter

<sup>100</sup> Siemens i samarbete med Chalmers, mottagen information via mail 21-12-2020

billigare med en vätgaslösning än batteri och solceller i Edinburgh men inte i södra Spanien.<sup>101</sup> Förklaringen ligger i att tillgängligheten att producera el lokalt är bättre i Spanien medan i Edinburgh behöver lagringen ske under längre tid för att elproduktionen är suboptimal. En lång lagringstid ger alltså bränsleceller en fördel jämfört med batterier. I Sverige skulle vätgas därmed vara en potentiell lösning i off-gridsystem, då antalet soltimmar liknar de i Edinburgh mer än de i södra Spanien.

I jämförelse med dieselgeneratorer är bränslecellerna mycket dyrare både gällande investeringskostnad och driftskostnad (bränslepris)<sup>102</sup>. I framtiden förutspås dock kostnaden för bränsleceller och vätgastuber minska kraftigt, upp till 70% till 2030. Marknaden i bland annat transportsektorn kommer öka produktionsvolymerna av dessa komponenter vilket kommer minska priserna. Men för att uppnå ett skifte krävs även väldigt låga vätgaspriser och/eller höga priser på diesel. Hydrogen Council anger att det skulle krävas ett vätgaspris på 24 kr/kg<sup>103</sup> samt ett koldioxidpris på 1600 kr/ton<sup>104</sup> för att göra bränsleceller konkurrenskraftiga.<sup>105</sup>

Skalningsfaktorn anses vara central vid introduktionen av teknologin i större omfattning och en viktig faktor för att möjliggöra utvecklingen och etableringen av vätgastekniken på marknaden. Hydrogen Council menar att det finns kritiska tipping points vartefter kostnaderna drastiskt minskar, fränkopplade från större tekniska genombrott. Ett exempel är produktion av bränsleceller, där kostnadsminskningarna uppgår till 45 % vid produktion av 200 000 enheter istället för 10 000 enheter.<sup>106</sup>

Sammanfattningsvis kan konstateras att ur det ekonomiska perspektivet så har vätgasdrivna gasturbiner och bränsleceller väldigt lika förutsättningar att fungera för spetslastproduktion, men är dyrare i relation till den spetslasten som används i elsystemet idag som till stor del består av gasturbiner drivna på fossila bränslen. Bränsleceller kan även i vissa fall lämpa sig som reservkraft i relation till batterier och dieselgeneratorer.

### 3.2.3 Institutionella barriärer

Spetslastproduktion i det svenska elsystemet består till huvuddel av fossilt drivna gasturbiner. Institutionella barriärer kopplade till vätgasdriven spetslastproduktion innefattar gasturbinernas och bränslecellernas konkurrenskraft på elmarknaden för det syftet. Det finns en mängd olika teknologier som kan hjälpa till att bidra med flexibilitet till elnätet. Dessa inkluderar bland annat olika energilagerteknologier, efterfrågefexibilitet samt annan flexibel elproduktion. Många av dessa teknologier kompletterar varandra i olika tidshorisonter, men de konkurrerar också med varandra samt med befintlig teknologi, där deras egenskaper för flexibilitet och framförallt jämförelsevisa

<sup>101</sup> Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective, 2020

<sup>102</sup> Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective, 2020 och IEA: The future of hydrogen, 2019

<sup>103</sup> 3 USD/kg

<sup>104</sup> 200 USD/ton

<sup>105</sup> Ibid

<sup>106</sup> Hydrogen Council: Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective, 2020

kostnader kommer vara avgörande för vilka som faktiskt slår sig genom på marknaden. G2P med vätgas, där utrustningen uteslutande används för spetskraft och verkar på dagens elmarknad, är jämförelsevis en dyr teknologi. Dess konkurrenskraft kommer till stor del bero på priset för fossila bränslen och koldioxidpriser, där regelverk och styrmedel behöver tillhandahålla incitament att minska utsläppen.

Om man tänker sig en övergångsperiod där gasturbiner försörjs med en mix av vätgas och naturgas från gasnätet uppstår en utmaning gällande denna typ av gasförsörjning. Som nämns i avsnitt 2 uttrycker både regeringen och EU-kommissionen en viss skepticism till att blanda in för höga koncentrationer av vätgas i gasnäten. De anser att renovering av existerande gasledningarna kan vara kostnadseffektivt, men menar samtidigt att inblandning av vätgas i naturgas har en begränsad potential då blandningen sänker vätgasens värde och riskerar fragmentera naturgasmarknaden<sup>107</sup>. Beroende på specifika och lokala förutsättningar kan metanisering av vätgasen som sedan matas in på befintliga gasnät vara ett bra alternativ.

#### 3.2.4 Viktiga påverkansfaktorer

Vätgasens potential att bidra med elproduktion kommer delvis bero på den satsning som presenterades i EU:s vätgasstrategi i juli 2020. I färdplanen står det att från 2025 till 2030 ska vätgas introduceras i elsystemet för att balansera och tillhandahålla flexibilitet.<sup>108</sup> Flexibiliteten kan innefatta elektrolysörers förmåga att balansera genom att öka eller minska sin elanvändning (vilket behandlas i avsnitt 3.3), som reserv och som vätgasbuffring<sup>109</sup>. En vidareolkning är att spetslastproduktion ryms i denna kategori. Det framkommer att ett förstärkt stöd från EU under perioden kommer krävas för att stimulera investeringar, något som kan få rullning på vätgasekonomin och möjliggöra sektorkopplingen.

Marknadsutformningar som tillåter den dyrare investeringen i gasturbiner och bränsleceller för spetslastproduktion anses centralt för sektorkopplingens realisation. Ett alternativ är utvecklandet av kapacitetsmarknader som ger täckning för kostnaderna. Eftersom spetslastproduktion generellt endast driftas under kalla vinterdagar är det små energimängder som krävs per år. Att få ekonomisk täckning för tillhandahållen effekt är därför mer lämpligt, som diskuteras mer utförligt i avsnitt 3.1.4.

Lokaliseringen av gasturbinerna och bränslecellerna är en viktig faktor eftersom det ska finnas möjlighet att både producera och konsumera vätgas på en plats där flexibilitet i elnätet är efterfrågat. På nationell nivå råder det generellt ett överskott av el i norra delen av landet, och ett underskott i södra delen. Elproduktion av det här slaget skulle främst passa i södra Sverige utifrån dagens energilandskap.

<sup>107</sup> Sveriges Riksdag: Strategi för energisystemintegration och strategi, 2020, [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/strategi-for-energisystemintegration-och-strategi\\_H706FPM61](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/strategi-for-energisystemintegration-och-strategi_H706FPM61)

<sup>108</sup> Europeiska kommissionen: En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa, 2020

<sup>109</sup> Energibuffring med hjälp av förnybar vätgas är en funktion som omfattar mycket mer än enbart lagring av förnybar elektricitet. Med buffring blir energi tillgänglig i olika regioner genom transport av vätgas och lagringsanläggningar för vätgas.

Vidare är det ekonomiskt fördelaktigt om produktionen av vätgasen och konsumtionen av vätgasen finns på samma plats och inte kräver utbyggnad av någon väsentlig infrastruktur, eftersom det är kostnadsdrivande.

### 3.2.5 Framtidsutsikt

Sammanfattningsvis kan konstateras att som spetslastproduktion finns idag billigare alternativ. Utvecklingen kring gasturbiner för att nyttja vätgas antingen delvis eller helt kan göra att det blir fler vätgasdrivna gasturbiner i framtiden, mest lovande är tekniken som uppgraderar befintliga gasturbiner. Det som kommer avgöra är om marknadsutformningen kommer ge täckning för den högre investeringskostnaden och produktionskostnaden för vätgas samt tillgänglighet för densamma.

Beträffande PEM-bränsleceller är såväl investerings- som driftkostnaderna också utmanade. Bränsleceller lämpas även som reservkraft, vilket är något som kan komma aktualiseras i närtid då det redan finns flera exempel inom telekom- och databranschen i världen där man nyttjar bränsleceller för detta ändamål. Det innebär en spridning av teknologin, vilket är positivt för dess etablering även för andra ändamål, så som spetslastproduktion.

En kostnadsminskning på vätgassidan och/eller höjda priser och skatter på fossila alternativ kan göra spetslast med vätgas mer aktuell i framtiden. Det här ser dock inte ut att vara aktuellt innan år 2030.

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

Figur 15: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för elproduktion genom gasturbiner drivna på vätgas.

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

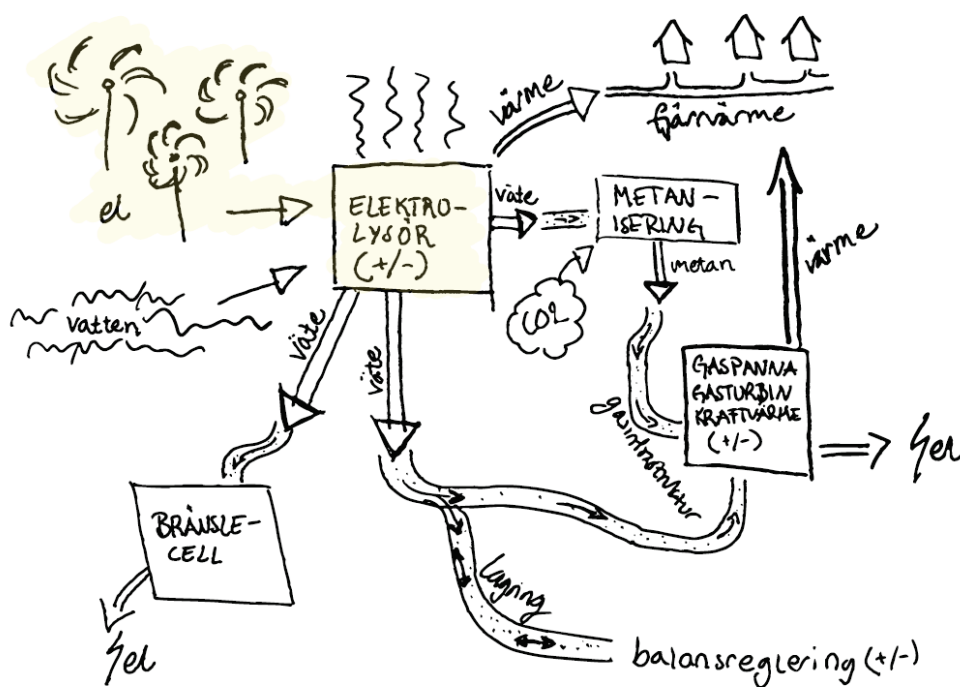
Figur 16: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för elproduktion genom PEM-bränsleceller drivna på vätgas.

Sammantaget bedöms både teknologierna fram till 2025 ha begränsad potential att realiseras i den formen som beskrivits i det här avsnittet. Bortom 2025, till 2030 och 2040, bedöms potentialen vara större. Det här beror främst på att kostnaderna väntas ha gått ned kraftigt till dess, till följd av den stora vätgassatsningen som idag pågår inom EU och Sverige, samt hårdare klimatkrav. I den närmaste framtiden kan en lägre mix av vätgas med metan väntas användas för gasturbiner. Längre fram, då bränslecellsteknologin fått större spridning, kan även denna användas för spetslastproduktion.

### 3.3 BALANSREGLERING GENOM ELEKTROLYSÖRER

Det här avsnittet avser att undersöka möjligheten att använda elektrolysörer som producerar vätgas för balansreglering i elnätet. Det kan ske genom att *reglera eltillförseln till elektrolysörerna* och därmed balansera genom att öka eller minska vätgasproduktionen. Elsystemet behöver balanseras kontinuerligt och i flera tidshorisonter, från sekund- till säsongnivå. Den här sektorkopplingen undersöker exklusivt elektrolysörernas potential att bidra med frekvensreglering på balanskraftmarknaden.

Utgångspunkt för sektorkopplingen är att elektrolysörerna är en del av en industriprocess och dimensionerade, med eller utan ett vätgaslager, för att ha möjlighet att verka på balanskraftmarknaden samtidigt som den mängd vätgas som krävs för industriprocessen inte äventyras. Kostnadsberäkningen fokuserar på marginalkostnaden som uppstår vid överdimensionerade elektrolysörer och vätgaslager, i ett specifikt case. Se Figur 17 för översiktlig illustration.



Figur 17: Översikt vätgas för balanskraftsreglering.

#### 3.3.1 Tekniska möjligheter och potential

Balansreglering genom elektrolysörer kan ske genom att det finns ett produktionsutrymme för vätgas i processen. Vid behov av uppreglning i elnätet där elektrolysören behöver kunna öka elanvändningen dimensioneras elektrolysören med en större kapacitet än vad som behövs i processen. Utöver det behöver processen även dimensioneras för hur variationen i vätgasproduktionen ska hanteras. Ett alternativ är ett lager som fylls på vid överproduktion och töms vid underproduktion, ett annat är att det finns två produktionsvägar för vätgas

(elektrolys och ångreforming). Vid behov av ökad elanvändning ökar produktionen från elektrolys och vid behov av minskad/ingen elanvändning ökar produktionen från ångreforming, medan den totala produktionen av vätgas är densamma. Ett tredje alternativ är att överproduktion av vätgas går vidare till metanproduktion via metanisering, rötning eller förgasning. Metanisering beskrivs närmare i avsnitt 3.7.

Elektrolysörer som reglerprodukt har tekniskt sett potential att verka på samtliga fem balanskraftsmarknader (FFR, FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR). Den här studien fokuserar främst på FCR-N och FCR-D, då dessa bedöms vara mest lämpade utifrån tillgänglig information och dagens marknadsförutsättningar. De fem reserverna på balanskraftsmarknaden har olika roller för att upprätthålla frekvensen till 50,0 Hz i elnätet, mer information om dess specifikationer finns i Appendix. I Danmark har man sen 2018 haft projektet HyBalance som visat att det varit tekniskt möjligt att kombinera vätgasproduktion från PEM-elektrolysörer och balansreglering.

#### Internationell utblick – HYBALANCE

**Lokalisering:** Hobro, Danmark

**Tidsplan:** 2016–2020

**Resultat:** 1,2 MW PEM elektrolysöranläggning har producerat 120 ton vätgas sedan anläggningens start 2018 och kunnat tillhandahålla dygnet runt leverans av totalt 60 ton vätgas genom en rörledning till en industriell kund. Övrig vätgas har levererats till andra kunder och till vätgastankstationer. HyBalance är certifierat av danska energiauksatoriteter att kunna delta som budgivare på alla elektricitetsmarknader då projektet validerade att PEM-elektrolysörer är väldigt dynamiska och klarar snabba upp- och nedrampningar.

**Utfördes av:** Air Liquide, Copenhagen Hydrogen Network, Cummins Inc., Centrica Energy Trading, Hydrogen Valley/CEMTEC, Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH (LBST)

**Finansierat av:** Bland annat av Fuel Cells and Hydrogen 2 Joint Undertaking (FCH JU) och Danska EUDP-programmet

**Budget:** 15 miljoner Euro

*Källa: <http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2020/11/HyBalance-PressRelease-UK-version-30.11.2020.pdf>*

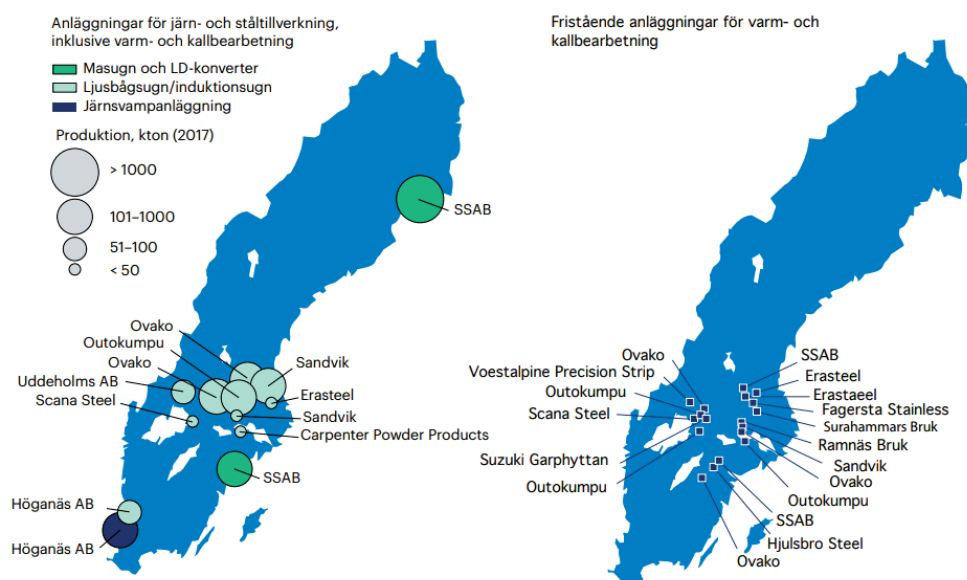
*<http://hybalance.eu/wp-content/uploads/2018/09/Inauguration-of-HyBalance-advanced-facility-to-develop-production-of-carbon-free-hydrogen.pdf>. Besökt 2021-01-18*

Den extra investeringskostnaden som krävs för utrustning och lager beror på vilken reserv som levereras till. För FCR-N kan en producent bland annat tillhandahålla effekt om denna överdimensionerar elektrolysörer och vätgaslager. FCR-N, är en symmetrisk produkt där kapacitet som tillhandahålls alltid måste finnas tillgänglig. Om producenten till exempel har ett behov på 40 MW elektrolyseffekt kan denna installera 50 MW, och erbjuda 10 MW till FCR-N. Till detta kan det också behövas ett lager som rymmer extraproducerad vätgas vid behov av nedreglering i elnätet.

FCR-D är inte en symmetrisk produkt utan gäller enbart för uppreglering i elnätet. Det innebär att man kan tillhandahålla tjänsten genom att reglera ned alternativt stänga av elektrolysörerna. Vidare behövs inte samma marginal i elektrolysstorlek som för FCR-N utan istället kan hela elektrolyseffekten erbjudas till FCR-D. Extra kapacitet kan dock vara en fördel då producenten kan nyttja den för att fylla upp sitt lager inför kommande uppregleringar. Framgent finns planer på att utveckla en FCR-D för nedreglering, och om elektrolysörerna vill tillhandahålla tjänsten där skulle större installerad effekt eller ett större vätgaslager krävas.

För FRR-tjänsterna är deltagandet mer beständigt än i FCR. Det innebär att det är mer sannolikt för stora produktionsskillnader vilket kräver ett större lagringsutrymme jämfört med att delta i FCR. Balanskraftsleverantörer med bättre lagringskapacitet lämpar sig bättre för FRR. Mer detaljer om balanskraftmarknaden finns i Appendix.

Potentialen för den här typen av tjänst bedöms finnas hos flera industrier som till exempel stålindustrin och papper- och massaindustrin. Stålindustrins pågående projekt, Hybrit, som ska tillverka fossilfritt stål genom vätgas undersöker möjligheten att bidra med balanseringstjänster till elsystemet. I Figur 18 visas en karta över den svenska stålindustrin som grovt kan peka på potentialen för lokalisering av sektorkopplingen. Ett ökat årligt elbehov på omkring 15 TWh beräknas vid nuvarande produktionsnivå för fossilfritt stål, och sektorkopplingen har potential att realiseras i såväl de norra som södra delarna av landet.



Figur 18: Stålindustrin i Sverige. [Källa: Jernkontoret, 2020]

Stålindustrins potential är ett exempel på storskalig vätgasproduktion som har möjlighet att bidra med balansreglering. Även elektrolysörer som används för småskalig och lokal vätgasproduktion, som exempelvis till en vätgasmack, kan potentiellt bidra med flexibilitet. De här kan ske via eller utan aggregatorer beroende på storlek på elektrolysören och balanskraftsmarknadens krav.



### 3.3.2 Kostnader och lönsamhet

En vätgasproducent kan delta med det utrymme som denna från början planerat för i sin optimering av produktionen eller genom att utöka storleken på elektrolysörer och/eller vätgaslager och då delta med ett större utrymme för balanskraft. Det här beror på utformning och behov i industriprocessen. Om ångreformerings är ett omkopplingsalternativ kan till exempel elektrolysörer och lager inte behöva dimensioneras annorlunda.

För att undersöka lönsamheten har vi utformat ett specifikt case som utgår från att elektrolysörer och lager behöver överdimensioneras för att ha möjlighet att delta på FCR-N. Redovisade siffror visar produktionskostnaden per kg vätgas för varje extra installerad MW i elektrolysöreffekt, samt motsvarande lagerstorlek (LRC) som rymmer ett dygns extra vätgasproduktion för varje extra installerad MW. Siffrorna avser den marginalkostnad som uppstår vid överdimensionering av elektrolysörer och lager. Produktionskostnaden avser såväl investering- som rörlig kostnad. Detta har gjorts med utgångspunkt i en publicerad kostnadsberäkningsmodell av RISE.<sup>110</sup> Resultatet ses i Tabell 5.

**Tabell 5: Produktionskostnad per extra installerad MW<sub>e</sub> elektrolysöreffekt i kr/kg H<sub>2</sub> samt lagerkostnad för LRC-lager motsvarande ett dygns full produktion per extra installerad MW<sub>e</sub> elektrolysöreffekt vid olika CAPEX. Genomsnittlig intäkt för FCR-N per tillgänglig MW är översatt i kr/kg H<sub>2</sub>. Med produktionskostnad avses marginalkostnaden, innefattande både CAPEX och OPEX. [Källa: Grahn, M & Jannasch, A-K: Electrolysis and electro-fuels in the Swedish chemical and bio-fuel industry: a comparison of costs and climate benefits, 2018]**

CAPEX elektrolysör (kr/kW <sub>e</sub> )	3 500	6 500	12 000
Produktionskostnad per extra MW (kr/kg H <sub>2</sub> )	0,26	0,49	0,90
Lagerkostnad motsvarande ett dygns full produktion per extra MW (kr/kg H <sub>2</sub> )	0,01	0,01	0,01
Intäkt FCR-N per extra MW (kr/kg H <sub>2</sub> ) samt tillgänglighet till FCR-N (%)	0,33 (75 %)	0,33 (75 %)	0,33 (75 %)
	0,39 (90 %)	0,39 (90 %)	0,39 (90 %)

Intäktsmöjligheten på balanskraftsmarknaden är svår att räkna på då den inte är anpassad efter elektrolysörer. Det snittpris som betalats ut för FCR-N respektive FCR-D under perioden jan 2017 – nov 2020 var 282 kr/MW (27,7 EUR/MW) respektive 163 kr/MW (16 EUR/MW).<sup>111</sup> Intäkten på FCR-N för exemplet ovan beräknas bli motsvarande 0,33 kr/kg vätgas per extra installerad MW i elektrolysöreffekt, vid en tillgänglighet på 75 % av året på balanskraftsmarknaden. Tillgängligheten för balanskraft beräknas endast vara 75 % eftersom det finns risk att lagret blir fullt beroende på hur balanskraftsbehovet ser ut. Skulle tillgängligheten vara större, såsom 90 %, blir intäkten i det här fallet istället 0,39 kr/kg producerad vätgas. Om investeringskostnaden på elektrolysörerna är 3 500

<sup>110</sup> Grahn, M & Jannasch, A-K: Electrolysis and electro-fuels in the Swedish chemical and bio-fuel industry: a comparison of costs and climate benefits, 2018

<sup>111</sup> Svenska kraftnät: <https://mimer.svk.se/>, besökt 2020-12-03

kr/kW<sub>e</sub> visar beräkningen att fallet är lönsamt (total extrakostnad uppgår till 0,27 kr/kg H<sub>2</sub> och intäkt från FCR-N är 0,33 eller 0,39 kr/kg H<sub>2</sub> beroende på tillgänglighet).

Sammanfattningsvis kan konstateras att den kostnad som tillkommer vid överdimensionerade elektrolysörer täcks av intäkten från balanskraftsmarknaden så länge investeringskostnaden för elektrolysörerna ligger i den lägre delen av spannet av dagens priser. Med de förutspådda minskade investeringskostnaderna ökar lönsamhet. Huruvida utökande av lager återbetalas är beroende av hur stort extralager som behövs samt hur stor tillgänglighet man kan ha mot balanskraftsmarknaden.

Som nämnt, finns andra möjligheter utöver att kombinera elektrolysör och lager med balanskraftsmarknaden. Industrier som idag använder vätgas genom ångreformering och planerar att producera delar av sin vätgas från elektrolysör skulle kunna samutnyttja dessa produktionsprocesser. Preem planerar till exempel att installera elektrolysörer motsvarande en kapacitet på 18-20 MW<sub>e</sub>, utan lager. Detta motsvarar 5-15 % av deras vätgasbehov idag.<sup>112</sup> För övrig produktion av vätgas kommer det gasnät som de redan är uppkopplade mot att nyttjas. En sådan industri har möjlighet att generera ytterligare en inkomstkälla genom att verka på balanskraftsmarknaden. Fördelaktigt med beskrivet case ovan är att investeringskostnaden för lagret, som än är en liten andel, försvinner ur kalkylen samt att elektrolysörerna har möjlighet att vara tillgängliga under hela produktionstiden då det inte behöver finnas utrymme att tömma lagret utifall det blir fullt. Generellt kan konstateras att lönsamheten är större för den typ av industrier som redan har andra produktionsvägar för vätgas och installerar en elektrolysör som komplement för att ha möjlighet att ändra sin produktion beroende på behov istället för att nyttja lagringsmöjligheter.

### 3.3.3 Institutionella barriärer

De institutionella barriärerna för elektrolysörer som frekvensreglerar bedöms innefatta en ändrad marknadsutformning samt begränsningar i regelverk för ytterligare spridning av sektorkopplingen.

Svenska kraftnät planerar att se över balanskraftsreserverna under kommande år och i takt med att balansering blir alltmer central för elsystemets funktion, kan det väntas ske förändringar på elmarknaden som innebär mer eller mindre påverkan för elektrolysörer som balanseringsresurs. Elektrolysörer har hittills inte levererat tjänster till den svenska balanskraftsmarknaden och en beprövad betalningsmetod för just denna teknologi finns idag inte (som det till exempel finns för vattenkraften). Det här är två förutsättningar som kan innebära osäkerhet avseende lönsamheten för sektorkopplingen. De är väsentligt att påpeka även om bedömning görs att de inte utgör någon betydande barriär för realisationen eftersom mer balansering kommer krävas i takt med utbyggnaden av förnybar, variabel elproduktion.

<sup>112</sup> Jannasch, A-K. et. al.: Opportunities and barriers for implementation of Power-to-X (P2X) technologies in the West Sweden Chemicals and Materials Cluster's process industries, 2020

Under 2021 kommer en ny roll att införas på balanskraftsmarknaden, leverantör av balanstjänster (BSP). Denna roll innebär att den som är leverantör av balanstjänster kommer få handla på Svenska kraftnäts balanskraftsmarknader. Hittills har endast balansansvariga (BRP) fått vara verksamma. Det har inneburit att en leverantör som själv inte är balansansvarig varit tvungen att ha avtal med en BRP för att leverera balanstjänster. Den nya ändringen innebär att leverantörer kan delta utan en BRP vilket öppnar upp marknaden för fler aktörer.<sup>113</sup> En implikation av den här förändringen kan vara att det blir konkurrens på marknaden som antingen kan gynna eller missgynna en aktör som till exempel äger elektrolysörer.

Vidare har P2G-anläggningar idag otydliga regelverk gällande vilka roller inblandade aktörer tillåts ha. Dagens reglering medger till exempel inte att nätägare, vare sig för el- eller gas, kan investera i, och äga en P2G-anläggning. Drivkrafter hos nätägaren kan vara att hantera överskottssituationer i elsystemet eller möjliggöra en ökning av andelen förnybar gas i gasnätet. För detta behöver nuvarande regelverk moderniseras och tillhandahålla möjligheter att hantera förändrade relationer mellan produktion, distribution och lagring.<sup>114</sup> Det här är något som bedöms hindra sektorkopplingens ytterligare spridning.

#### 3.3.4 Viktiga påverkansfaktorer

En avgörande faktor för att sektorkopplingen ska realiseras är att det finns någon typ av verksamhet (som tex. en industri) som har användning för vätgas. Balansreglering genom elektrolysörer som beskrivs i det här avsnittet kan betraktas som en sekundär funktion, eftersom vätgasens primära roll finns i industriprocessen. Detta innebär att sektorkopplingen endast kan realiseras om det finns en sådan geografisk matchning med en industri, andra möjliga vätgasanvändare eller i anslutning till ett vätgasnät.

I EU:s vätgasstrategi framkommer att elektrolysanläggningar som producerar förnybar vätgas ska få stöd, för att uppnå målet att mellan 2020 och 2024 ha utökat denna kapacitet till minst 6 GW inom EU. Det här stödet anses centralt och som en viktig påverkansfaktor för att sektorkopplingen ska vara ett än mer lönsamt case. En anläggning i tillräckligt stor skala ihop med regelverk och stödsystem kommer sänka kostnaden för såväl elektrolysörer som lager. Vidare föreslås i EU:s vätgasstrategi att elektrolysörerna bör etableras där efterfrågan på vätgas finns och ha direkt koppling till lokal förnybar el, något som överensstämmer med bland annat svensk stålindustris planer för fossilfrihet samt det svenska elsystemet.

En möjliggörare för sektorkopplingen är att på ett kostnadseffektivt sätt nyttja restprodukter (som tex syrgas) som produceras vid vätgasproduktionen i andra applikationer än endast den för elproduktion. Om systemet utvidgas för att omfatta fler applikationer fås också fler inkomstkällor vilket möjliggör dess etablering.

<sup>113</sup> Power Circle: Stödtjänster från nya tekniker, 2019

<sup>114</sup> IVA: Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen, 2019

### 3.3.5 Framtidsutsikt

Sammanfattningsvis bedöms det finnas god potential för elektrolysörer att bidra med frekvensreglering till elnätet på både kort och lång sikt, under förutsättning att investeringskostnaden på elektrolysörerna inte är för hög. I takt med att produktionsanläggningar för vätgas byggs ut ökar möjligheten till att nyttja den resursen för att balansreglera elnätet.

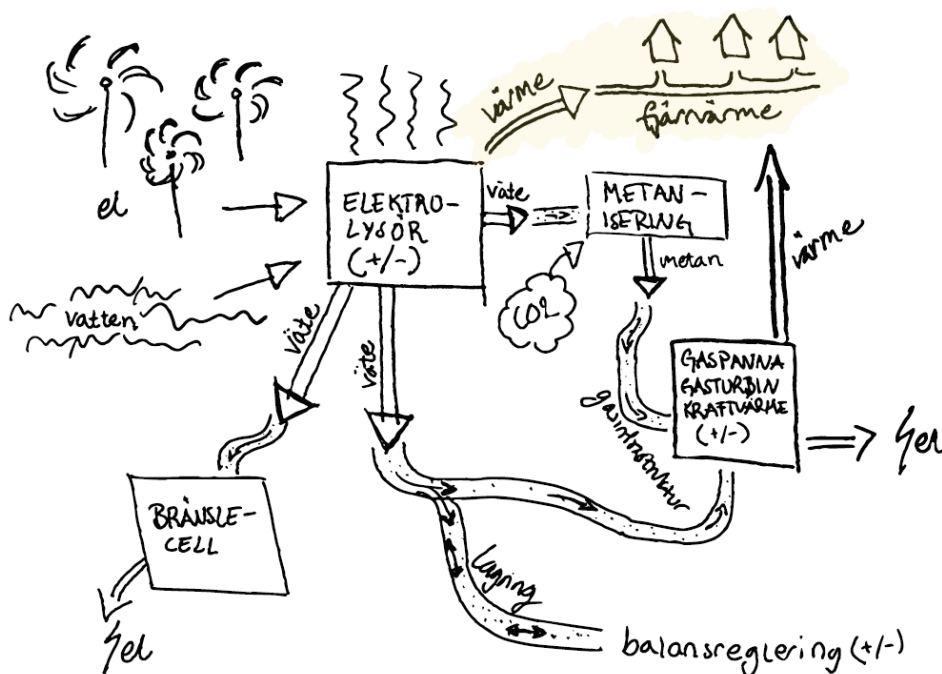
EU:s vätgasstrategi anses ytterligare stödja sektorkopplingen samt de alternativ till vidarekopplingar som uppstår. En sådan vidarekoppling studeras i avsnitt 3.4.

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

Figur 19: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för balansreglering genom elektrolysörer.

### 3.4 RESTVÄRME FRÅN VÄTGASPRODUKTION MED ELEKTROLYS

Sektorkopplingen restvärme från vätgasproduktion med elektrolys möjliggörs genom de sektorkopplingar som nämns ovan eller genom annan elektrolys. Nedan redogör vi för potentialen för att utnyttja restvärme från vätgasproduktion med elektrolys i fjärrvärmesystemet. Vätgas produceras också på andra sätt, som exempelvis genom förgasning eller reformering av naturgas. Dock är elektrolys och produktion av förnybar vätgas i fokus i de flesta diskussioner som rör vätgasens framtid och av den anledningen väljer vi att fokusera på vätgasproduktion med elektrolys i den här förstudien. Enligt Europeiska kommissionen förväntas elektrolys att vara en konkurrensförmålig metod för annan vätgasproduktion redan 2030, särskilt i regioner med billig förnybar el.<sup>115</sup>



Figur 20: Översikt restvärme i fjärrvärmenät från elektrolysör.

Under tekniska möjligheter och barriärer undersöker vi förutsättningar för att ta emot restvärme i fjärrvärmesystemet, samt hur väl restvärme från olika typer av elektrolysprocesser lever upp till de krav som ställs av svenska fjärrvärmesystem. Under kostnader och lönsamhet undersöker vi hur restvärme förhåller sig ur ett lönsamhetsperspektiv jämfört med andra alternativ. Under institutionella barriärer undersöker vi tredjepartstillträde och slutligen, under viktiga påverkansfaktorer undersöker vi geografiska förutsättningar, det vill säga i vilken grad vi kan förvänta oss att tillverkning av vätgas sker i tillräckligt nära anslutning till ett fjärrvärmenät.

<sup>115</sup> Europeiska kommissionen: En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa, 2020.

### 3.4.1 Tekniska möjligheter och potential

Tekniken för att ta vara på restvärme som bildas vid industriella processer för att utnyttja den i fjärrvärmenätet har funnits på plats länge och används aktivt. Under 2019 utgjorde industriell restvärme 8,4 % av den svenska fjärrvärmens bränslemix.<sup>116</sup> I Piteå värms det centrala fjärrvärmenätet till 95 % av restvärme från Smurfit Kappa<sup>117</sup> och flera svenska fjärrvärmenät använder en mix av olika bränslekällor där restvärme ofta är en, ett par exempel är fjärrvärmenäten i Sundsvall, Härnösand och Varberg<sup>118</sup>. Den tekniska och kommersiella mognadsgraden för att ta tillvara restvärme i fjärrvärmenäten är alltså mycket hög.

För att restvärme från vätgastillverkning med elektrolys på ett effektivt sätt ska kunna tas tillvara ställa vissa krav på temperatur och avstånd mellan nät och tillverkningsplats. Restvärme kan även tas till vara vid en vidareförädling av vätgas i en metaniseringsprocess, vilket behandlas vidare i avsnitt 3.7.

Beträffande temperatur måste restvärmen ha en tillräckligt hög sådan för att på ett effektivt sätt kunna nyttjas i fjärrvärmesystemet, Energimyndigheten rekommenderar att restvärme som är minst fem grader varmare än normal framledningstemperatur bör övervägas för fjärrvärmeproduktion.<sup>119</sup> Detta bör dock bero på andelen restvärme och den övriga bränslemixen.

Normalgraden för fjärrvärme varierar såväl mellan årstiderna som regionalt. I kallare delar av landet krävs en högre framledningstemperatur jämfört med varmare delar av landet. Efterfrågan på restvärme antas vara som högst under vinterhalvåret då fjärrvärme används i störst utsträckning, det är alltså framledningstemperaturerna under vinterhalvåret som är relevanta att ta hänsyn till.

I Öresundskrafts fjärrvärmenät i södra Sverige är det ovanligt att framledningstemperaturen överstiger 110 grader, och så länge utetemperaturen är minst 10 grader är framledningstemperaturen 80 grader.<sup>120</sup> Liknande framledningstemperaturer gäller för norra Sverige. Skellefteå Kraft driver 17 fjärrvärmenät av olika storlek och med olika förutsättningar, men det är ovanligt att framledningstemperaturen överstiger 100 grader ens under de kallaste vintrar. Grundkurvan för fjärrvärmenätet i Skellefteå varierar från 110 grader vid extrem kyla till 75 grader, ett par försök att gå ner till 68 grader har genomförts med lyckat resultat.<sup>121</sup> Varje fjärrvärmenät har flera noder med olika framledningstemperatur, det innebär att vissa delar av fjärrvärmenätet kan vara bättre lämpade för att ta emot restvärme än andra.<sup>122</sup>

Det finns två alternativ om restvärmemetemperaturen är för låg jämfört med framledningstemperaturen. Det första är att den förs in i returledningen vars

<sup>116</sup> Energiföretagen Sverige: Tillförd energi, 2020.

<sup>117</sup> Pite Energi: 40 år med Piteås fjärrvärme, 2019.

<sup>118</sup> Bioenergi: Biovärme 2020, 2020.

<sup>119</sup> Energimyndigheten: Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, 2013.

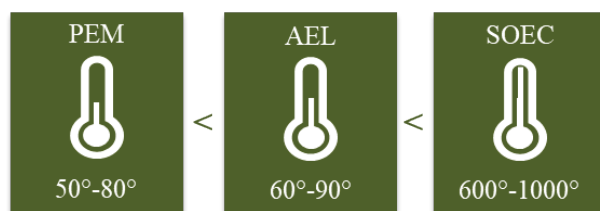
<sup>120</sup> Intervju med Fredrik Joelsson, Öresundskraft, 2020-12-01.

<sup>121</sup> Mailkontakt med Leif Lundberg, Skellefteå Kraft AB, 2021-01-07.

<sup>122</sup> Intervju med Fredrik Joelsson, Öresundskraft, 2020-12-01 och mailkontakt med Leif Lundberg, Skellefteå Kraft AB, 2021-01-07.

temperatur vanligtvis varierar från 45 till 55 grader.<sup>123</sup> Det är dock mer komplicerat. Till skillnad från vid tillförsel till framledning måste restvärmen vid anslutning till returledning anslutas vid en punkt där flödet alltid är tillräckligt stort för att ta emot restvärmen, oavsett efterfrågan på värme.<sup>124</sup> Det andra är att uppgradera restvärmen till högre temperatur via värmepumpar.

Som tidigare nämnts, finns tre olika tillverkningsprocesser för vätgas genom elektrolys: PEM, AEL och SOEC. PEM håller en driftstemperatur på mellan 50 och 80 grader, AEL på mellan 60 och 90 grader, och SOEC på mellan 600 och 1000 grader.<sup>125</sup>



Figur 21: Driftstemperaturer för PEM-, AEL- och SOEC-elektrolys.

Såvitt vi kunnat finna finns i dagsläget ingen publicerad forskning som behandlar tillvaratagande av restvärme från elektrolysörer. Masteruppsatsen *Heat Management of PEM Electrolysis - A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system* av W.J. Tiktak, student vid Delft University of Technology i Amsterdam, publicerades i oktober 2019 och undersöker grundligt möjligheterna att nyttja restvärme från PEM-elektrolysörer.<sup>126</sup>

En normal PEM-elektrolysör har en effektivitet på upp till 80 %, resterande 20 % blir till värme som går förlorad. Modellen som Tiktak utvecklat visar att effektiviteten för PEM-elektrolysören kan öka markant om den i dagsläget förlorade värmen tas tillvara. Modellen appliceras på två exempel. Ett av dessa är en 2 MW landbaserad PEM-elektrolysör med 7000 driftstimmar per år. Under antagandet att elektrolysören verkar med en driftstemperatur på 65 grader (vilket är tillräckligt för att värmen ska kunna tas tillvara i det specifika nederländska fjärrvärmesystemet, det gäller i regel inte i svenska system) kan kylsystemet och isoleringen ta vara på 99,3 % av restvärmen vars utloppstemperatur är 61,8 grader. Av dessa återanvänds 5,38 % i processen och resterande 94,62 %, motsvarande 400,05 kW, kan nyttjas som restvärme i fjärrvärmenätet. Under ett års tid motsvarar det 2,8 GWh eller 175 genomsnittliga (Nederländska) hushåll.<sup>127</sup>

<sup>123</sup> Energimyndigheten: Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, 2013.

<sup>124</sup> Ibid.

<sup>125</sup> Jannasch, A-K & Willqvist, K: En kunskapssyntes om elektrobränslen från biologiska processer, 2017.

<sup>126</sup> Tiktak, W.J.: Management of PEM Electrolysis - A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system, 2019.

<sup>127</sup> Tiktak, W.J.: Management of PEM Electrolysis - A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system, 2019.

Not: En medlem i projektets referensgrupp har upplyst författarna om att uppgiften om att kylsystemet och isoleringen tillsammans kan ta vara på 99,3 % av restvärmen är högre än vad vissa leverantörer som hen varit i kontakt med menar är möjligt.

Notera att ovan modellresultat inte är vetenskapligt granskade och vi rekommenderar därför att liknande modellberäkningar eventuellt genomförs i en fördjupad studie. Det vore dessutom intressant att göra analysen även för AEL- och SOEC-elektrolysörer och vid olika driftstemperaturer.

PEM genererar troligen för sval restvärme för att den effektivt (det vill säga utan att ledas via värmepump) ska kunna tas tillvara i framledningen så som svenska fjärrvärmesystem ser ut idag. AEL ligger på gränsen temperaturmässigt. Restvärmen kan värmas ytterligare genom en panna eller värmepump men det innebär betydligt högre kostnader för investering, drift och underhåll, jämfört med att endast ha en värmeväxlare där restvärmeflödet värmer fjärrvärmevattnet. Dessutom krävs bränsle eller el för att höja temperaturen på värmen som då inte längre består av enbart restvärme.<sup>128</sup> Huruvida det är bättre eller sämre att uppgradera restvärme jämfört med att tillverka värme vid fjärrvärmearläggningen beror på hur restvärmen uppgraderas samt på hur värme tillverkas vid fjärrvärmearläggningen och därmed vilket bränsle restvärmen, uppgraderad eller ej, kan tänkas ersätta.

Givet Energimyndighetens rekommendation om minst fem grader varmare restvärme<sup>129</sup> verkar SOEC vara den teknik som är mest lämpad av de tre då driftstemperaturen är mellan 600 och 1000 grader då värme eller vattenånga tillförs externt. En stor del av värmen produceras alltså inte direkt av elektrolysören. Dessutom är det inte självklart att högre driftstemperatur innebär ökad effektivitet. Tiktaks modellresultat tyder på det omvända eftersom mer värme omvandlas till vattenånga vilket är svårare att ta tillvara (återigen bör detta verifieras).<sup>130</sup> Samtidigt är det den elektrolysrsteknik med lägst kommersiell mognadsgrad. Trots det som nämns i det här stycket är det troligt att en SOEC-elektrolysör kommer ha mycket goda möjligheter att förse fjärrvärmesystem med restvärme.

I dagsläget är AEL den mest utbredda tekniken och det finns olika uppfattningar om vilken som kan tänkas dominera i framtiden. Schmidt et al. (2017) undersöker med hjälp av expertintervjuer framtida kapitalkostnader, livslängd och effektivitet för de tre elektrolysrsteknikerna. Majoriteten av de intervjuade experterna tror att den dominerande AEL-tekniken under 2020-talet kan ersättas av PEM, men det finns experter som menar att kostnader och livslängd för SOEC i slutet av 2020-talet kan närma sig dem för AEL och PEM och därför vara ett relevant alternativ, det är dock associerat med en mycket hög grad av osäkerhet.<sup>131</sup> Troligen kommer samtliga tekniker att samexistera och nyttjas inom olika områden.

I framtiden kan det bli aktuellt med lågtemperaturfjärrvärme vilket innebär att fjärrvärmenäten kan ta emot restvärme från ca 40 grader. Oavsett typ av lågtemperaturfjärrvärme så innebär lägre temperaturer minskade förluster i nätet

<sup>128</sup> Energimyndigheten: Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, 2013 och intervju med Fredrik Joelsson, Öresundskraft, 2020-12-01.

<sup>129</sup> Energimyndigheten: Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, 2013.

<sup>130</sup> Tiktak, W.J.: Management of PEM Electrolysis - A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system, 2019.

<sup>131</sup> Schmidt, O. et al.: Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study, 2017.



och att den övergripande effektiviteten i fjärrvärmekedjan kan öka.<sup>132</sup> Just nu bygger Krafringen ut vad som väntas bli världens största lågtempererade fjärrvärmenät i Brunnshög i Lund. Förutom att leverera värme till ett nytt bostadsområde kommer Krafringen att demonstrera och utvärdera nya typer av distributionsrör, utveckla affärsmodeller och testa nya applikationer. Nätet består av mer än sex kilometer ledning och har en framledningstemperatur på 65 °C.<sup>133</sup> Det är osäkert när tekniken är redo för att byggas ut i andra delar av Sverige men det finns flera avslutade som pågående projekt. Exempelvis i Västerås installerade Mälarenergi och bostadsbolaget Aroseken ett system kopplat till passivhus redan 2011<sup>134</sup>, och i Linköping driver Tekniska Verken tre lågtemperaturssystem<sup>135</sup>. Dessutom finns ett flertal internationella projekt. Ett par av dessa beskrivs i boxen nedan.

---

<sup>132</sup> Schmidt, D. et al.: Low Temperature District Heating for Future Energy Systems, 2017.

<sup>133</sup> Krafringen: COOL DH - lågtempererad fjärrvärme, <https://www.krafringen.se/om-krafringen/om-oss/framtiden/brunnshog/cool-dh/>, hämtad 2021-03-02.

<sup>134</sup> Elforsk: Nyhetsbrev Elanvändning, maj 2011.

<sup>135</sup> Celsius: Case studies of Low Temperature District Heating systems, 2020.

### Internationell utblick – Lågtemperaturfjärrvärme

Det finns många exempel på projekt som undersöker möjligheterna med lågtemperaturfjärrvärme. Två av dessa beskrivs kortfattat nedan.

#### Stavanger, Norge

Ett passivhusprojekt uppfört mellan 2012 och 2014 bestående av flerbostadshus och radhus försågs med ett småskaligt lågtemperaturfjärrvärmesystem för rums- och vattenuppvärmning med hjälp av ett markvärmesystem. Systemet är fristående och varmvattenvolymen är mindre än tre liter för att undvika legionella.

Antal hus: 66  
Byggår, hus: 2012-2014  
Framledningstemperatur: 50–55°C  
Returledningstemperatur: 30–35°C

#### Tilst, Danmark

Åtta villor från 1970-talet fick 2013 sin vanliga fjärrvärme utbytt till ett lågtemperatursystem genom att rören i deras gata byttes ut och temperaturen sänktes från ca. 85 till 60 °C. Syftet med projektet var att undersöka hur väl äldre hus klarar av lägre temperaturer. Projektet hade vissa svårigheter att motivera förändringarna för de boende vilket innebar vissa kompromisser, exempelvis kunde inte temperaturen sänkas till under 60°C då vissa husägare inte ville byta ut sina värmeväxlare.

Systemet är sammankopplat med det större systemet genom en blandningsshunt. Ett par av husen hade sedan tidigare ett underdimensionerat värmesystem som kompletterats med vedeldad spis. Genom att installera ytterligare element och i vissa fall byta ut fönster och dörrar kunde husen gå över till att enbart förlita sig på fjärrvärmens. Det fanns dock visst motstånd hos husägarna. Sammanfattningsvis konstaterade projektet att det är ett stort åtagande att omvandla existerande fjärrvärmesystem och att ägare till äldre hus måste vara villiga att genomföra vissa renoveringar.

Antal hus: 8  
Byggår, hus: 1970-talet  
Framledningstemperatur: 55°C / 61–66°C  
Returledningstemperatur: 30°C / 60°C

*Källa: Celsius: Case studies of Low Temperature District Heating systems, 2020.*

Beträffande avstånd har Sverige ett väl utbyggt fjärrvärmesystem<sup>136</sup> och regionala skillnader bedöms vara begränsade. Däremot finns regionala skillnader när det kommer till eventuell vätgastillverkning, vilket innebär att regioner kommer ha olika förutsättningar för att kunna nyttja sektorkopplingen. Vi återkommer till detta i avsnitt 3.4.4.

Det är efterfrågan på restvärmen som avgör vad som är ett lämpligt avstånd mellan produktionsanläggning och fjärrvärmenät. En längre ledning kräver större mängder restvärme för att vara lönsam jämfört med en kort ledning. För större fjärrvärmenät uppskattas ett avstånd på max 40 kilometer vara lämpligt och 20 kilometer rekommenderas för mindre fjärrvärmenät. Restvärmemetemperaturen

<sup>136</sup> Energimyndigheten: Energiindikatorer 2020 - Uppföljning av Sveriges Energpolitiska mål (ER 2020:18), 2020.

påverkas också av att färdas långa sträckor, och kyls ned med ett par procent per mil när den färdas i normaliserade ledningar.<sup>137</sup>

### 3.4.2 Kostnader och lönsamhet

Restvärmen är en biprodukt som kan leda till ökad effektivitet i fjärrvärmenätet och förbättrad lönsamhet för vätgasproduktion. Vätgasproduktion antas här ske oavsett om sektorkopplingen finns eller inte. Antagandet grundar sig i att vätgasproduktionen i första hand sker av andra anledningar än att förse fjärrvärmenätet med restvärme och att den inte är ekonomiskt avhängig restvärmeleveransen. Det innebär att vätgasproduktionen antas ske oavsett om restvärmen nyttjas och kostnaderna för vätgasproduktion tas därför inte i beaktande. Restvärmens alternativkostnad, som består av värdet av alternativa användningsområden för restvärmen, är dock relevant men vi har inte identifierat några andra användningsområden.

Fjärrvärmepriset för flerbostadshus har ökat under hela 2000-talet. Ökade bränslekostnader är en bidragande orsak till de stigande fjärrvärmepriserna.<sup>138</sup> En stor del av det bränsle som används vid fjärrvärmeproduktion idag är bibränslen (totalt 42,5 %), till stor del i form av oförädlad trädbränsle, och avfall (22,3 %).<sup>139</sup> Svenska avfallsförbränningsanläggningar får betalt för att energiåtervinna importerat avfall.<sup>140</sup> Trots stora anläggningsinvesteringar är det därför inte självklart att restvärme är ett mer företagsekonomiskt kostnadseffektivt alternativ för fjärrvärmebolaget. Den nya avfallsförbränningskatten som implementerades under 2020 kan ha påverkat kostnadsförhållandena, men det är inte kartlagt hur de extra kostnaderna fördelas bland olika aktörer i systemet. Skatteverket har påbörjat en utredning som förvänts vara klar den första oktober 2021.<sup>141</sup>

Om restvärmen kan ersätta dyra och kanske fossila bränslen som olja (1 % av bränslemixen<sup>142</sup>), stenkol (1 % av bränslemixen<sup>143</sup>) och naturgas (1 % av bränslemixen<sup>144</sup>) är såväl den företagsekonomiska som samhälleliga kalkylen troligen lönsam. Huruvida det är lämpligt att nyttja restvärmen beror alltså på vilka andra fjärrvärmeproduktionsanläggningar som finns i systemet och kostnaden för dem i relation till kostnaden för restvärmen.

<sup>137</sup> Energimyndigheten: Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion, 2013.

<sup>138</sup> Energimyndigheten: Energiläget 2020, 2020.

<sup>139</sup> Energiföretagen Sverige: Tillförd energi, 2020.

<sup>140</sup> IVL Svenska Miljöinstitutet: Avfallsimport och materialåtervinning Rapport 2016:23, 2016.

<sup>141</sup> Finansdepartementet via Regeringskansliet: Utredning tittar på fler undantag från skatt på avfall, den 4 februari 2021, <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/02/utredning-tittar-pa-fler-undantag-fran-skatt-pa-avfall/>, hämtad den 4 mars 2021.

<sup>142</sup> Energiföretagen Sverige: Tillförd energi, 2020.

<sup>143</sup> Ibid.

<sup>144</sup> Ibid.

Tabell 6: Tillförd energi till värmeproduktion 2019<sup>145</sup>

Bränsle, 2019	GWh	Procent
Trädbränsle, oförädlat	15 579	28,0 %
Avfall	12 197	21,9 %
Rökgaskondensering	6 049	10,9 %
Industriell spillvärme	4 566	8,2 %
RT-flis	3 707	6,7 %
Värme från värmepumpar	3 222	5,8 %
Trädbränsle, förädlat	2 868	5,2 %
Hjälpel	1 588	2,9 %
Deponi- och rötgas samt avfallsgas från stålindustrin	1 042	1,9 %
El till värmepumpar	1 028	1,8 %
Bioolja	903	1,6 %
Eldningsolja	667	1,2 %
Torv och torvbriketter	665	1,2 %
Naturgas	634	1,1 %
Stenkol	507	0,9 %
El till elpannor	194	0,3 %
Tallbeckolja	116	0,2 %
Primära biobränslen	53	0,1 %
Övrigt fossilt bränsle	13	0,02 %

Restvärmens konkurrenskraft beror på vilken grad av effektivitet den kan leverera till vilken kostnad i förhållande till andra bränslen. Kostnaden för vissa bränslen korrelerar positivt med elpriset, som värmepumpar, andra negativt, som avfall, och vissa är oberoende elpriset, som flis. Priset för restvärme fastställs i bilaterala avtal som kan se olika ut mellan olika parter.<sup>146</sup>

Graden av effektivitet beror framförallt på temperatur. Om restvärmens kan användas som primärvärme, det vill säga matas direkt in på fjärrvärmenätet utan uppgradering så är, sett till OPEX, avfall och oförädlat trädbränsle restvärmens främsta konkurrenter. Ett fjärrvärmebolag som har stor del avfall och oförädlat trädbränsle gynnas inte nödvändigtvis av restvärmens, men mer troligt är att ett fjärrvärmebolag som har stor del värmepumpar gör det<sup>147</sup> eller annan produktion av dyrare karaktär än traditionell baslast som exempelvis förädlat biobränsle, elpannor, pellets eller bioolja. Om restvärmens temperatur däremot behöver uppgraderas med hjälp av en värmepump blir det mindre tydligt. I de fall restvärmens håller en för låg temperatur för att användas som primärvärme men en högre temperatur än returflödet kan restvärmens vara kostnadseffektiv eftersom uppgraderingen av den varmare restvärmens kräver mindre energi än uppvärmningen av returflödet. I ett scenario där restvärmens är lika sval eller svalare än returflödet är det aldrig kostnadseffektivt att nyttja restvärmens eftersom det är billigare att värma upp returflödet som inte kräver extra investeringar.

<sup>145</sup> Energiföretagen Sverige: Tillförd energi, 2020.

<sup>146</sup> Intervju med Fredrik Joelsson, Öresundskraft, 2020-12-01.

<sup>147</sup> Ibid.

Förutom OPEX är det också nödvändigt att ta hänsyn till CAPEX. Dessa är dock relativt låga, exempelvis på grund av långa avskrivningstider (ca 40 och 15 år för fasta respektive rörliga installationer<sup>148</sup>) men beror på vilka installationer som är nödvändiga. Om restvärmen kan användas som primärvärme behövs ingen uppgradering genom värmepump och investeringen består i infrastruktur (rör) som binder samman leverantören med nätet. Kostnaden för rören beror till stor del på området där rören ska läggas ner eftersom markarbetet utgör störst del. Kostnaderna är som högst i innerstadsområden och minskar i takt med att man rör sig mot mindre bebodda områden.<sup>149</sup>

### 3.4.3 Institutionella barriärer

Alla svenska fjärrvärmenät drivs som lokala naturliga monopol eftersom någon annan lösning vore ineffektiv på grund av infrastukturmässiga skäl. Dock kan det, precis som med vanliga monopol, innebära svårigheter när det kommer till samhällsoptimal prissättning, tillgång till marknaden, etcetera.

I många och bästa fall kan en leverantör av värme och ett fjärrvärmebolag enas om ett frivilligt tillträde när en aktör vill sälja värme till fjärrvärmeverksamheten eller använda ledningarna för distribution. Som nämndes ovan är restvärmen en biprodukt vilket kan göra den svår att prissätta, och det underlättas inte av att fjärrvärmebolag med stor sannolikhet är den enda tillgängliga köparen. I de fall då en överenskommelse inte kan uppnås kan aktören begära ett reglerat tillträde.

Fjärrvärmeföretaget kan endast hindra ett reglerat tillträde om det kan påvisa att det innebär en risk för skada. Om det beslutas om ett reglerat tillträde, ska fjärrvärmeföretaget ta emot värme i skäligen omfattning och betala en ersättning som motsvarar fjärrvärmeföretagets nytta av värmen till leverantören, dock är den som begär tillträde skyldig att bekosta investeringen. Detta innebär alltså att fjärrvärmebolaget, såvida det inte innebär en risk för skada, inte kan neka externa värmeleverantörer att ansluta till nätet.

Svårigheter att träffa bilaterala avtal är en möjlig barriär i och med fjärrvärmebolagets möjliga marknadsmakt och svårigheter att prissätta restvärmen, det senare kan orsaka problem även vid reglerat tillträde.

Vi bedömer dock att detta inte bör utgöra ett hinder eftersom fjärrvärmebolaget har incitament att acceptera restvärmen om det innebär kostnadsbesparingar, det vill säga att restvärmen är billigare än andra bränslen, och inte bör acceptera restvärmen om det inte innebär det.

<sup>148</sup> Se exempelvis Norrköpings kommun: Avskrivning av materiell anläggningstillgång i Norrköpings kommun, 2020 och Sweco pua Energimarknadsinspektionen: Differentierade avskrivningstider för elnätföretagens anläggningar, 2017.

<sup>149</sup> Svensk Fjärrvärme AB: Kulvertkostnads katalog, 2007. Not: En kulvertkostnads katalog publicerades 2012 men finns tyvärr inte tillgänglig, en ny håller på att utarbetas.

## Utdrag ur Fjärrvärmelag (2008:263)

## Tillträde till rörledningar

37 § Om ett fjärrvärmeföretag får en begäran om tillträde till rörledningarna från någon som vill sälja värme till fjärrvärmeverksamheten eller använda ledningarna för distribution av värme, ska fjärrvärmeföretaget förhandla om tillträde med den som gjort begäran. Skyldigheten att förhandla innebär att fjärrvärmeföretaget ska försöka komma överens om ett tillträde med den som begärt det. Om någon överenskommelse inte kan träffas om tillträde, ska fjärrvärmeföretaget ange skälen för att tillträde inte medges.

37 a § Om någon som vill sälja värme till fjärrvärmeverksamheten har begärt tillträde till rörledningar enligt 37 § och en överenskommelse inte kan träffas, ska fjärrvärmeföretaget medge ett reglerat tillträde till rörledningarna om den som begärt tillträde efterfrågar det. Skyldigheten att medge ett reglerat tillträde gäller endast prima värme på framledningen och endast om den anläggning som ska anslutas inte redan är eller har varit ansluten för inmatning till fjärrvärmeföretagets rörledningar. **Fjärrvärmeföretaget har ingen skyldighet att medge ett reglerat tillträde om företaget kan visa att det finns risk för att det lider skada genom tillträdet.** Om ett reglerat tillträde inte medges, ska fjärrvärmeföretaget skriftligen underrätta den som begärt tillträde om de skäl som åberopas. Lag (2014:444).

37 b § Ett fjärrvärmeföretag som har en skyldighet att medge reglerat tillträde enligt 37 a § ska erbjuda den som begärt tillträde ett skriftligt avtalsförslag av vilket det ska framgå i vilken punkt och när anslutning kan ske och vilka tekniska åtgärder som krävs för anslutning. Villkoren i förslaget ska vara skäliga. Fjärrvärmeföretaget har rätt att ta ut en skälig avgift för att täcka kostnaderna för att ta fram ett förslag enligt första stycket. Innan avtalsförslaget tas fram, ska fjärrvärmeföretaget lämna uppgift om avgiftens storlek om den som begärt tillträde efterfrågar det. Lag (2014:444).

**37 c § Ett avtal om reglerat tillträde ska gälla i tio år. Den som har begärt tillträde till rörledningarna ska betala investeringskostnaden för anslutningen. Fjärrvärmeföretaget ska ta emot värme i skälig omfattning från den som får tillträde till rörledningarna och betala ersättning för den inmatade värmen. Ersättningen ska motsvara fjärrvärmeföretagets nytta av värmen.** Lag (2014:444).

Skatter utgör inte en institutionell barriär för att ta till vara restvärme. Enligt Energiskattedirektivet beskattas de bränslen som används för uppvärmning istället för själva värmeenergin<sup>150</sup>. Restvärme är en biprodukt och det anses som samhällsekonomiskt fördelaktigt att restvärmen nyttjas i de fall det är möjligt<sup>151</sup>.

<sup>150</sup> Europeiska Kommissionen: RÅDETS DIREKTIV 2003/96/EG, Energiskattedirektivet, 2003.

<sup>151</sup> Intervju med Skatteverkets punktskattavdelning, 2020-11-26.

### 3.4.4 Viktiga påverkansfaktorer

Som nämndes i avsnitt 3.4.1 är avstånd mellan leverantören av restvärme och fjärrvärmenätet en viktig komponent.

I framtiden kan elektrolysörer tänkas finnas runt om i Sverige, men framförallt i nära anslutning till industrier och/eller till vind- och solkraftsparker.

Ett flertal svenska företag planerar för framtida vätgasproduktion genom elektrolys. Ett par exempel listas nedan. Samtliga har närhet till fjärrvärmenät som, om det är lönsamt, kan ta emot restvärmen.<sup>152</sup> Som tidigare nämnts, är fjärrvärmesystemen i Sverige väl utbyggda och det är troligt att elektrolysörer i många fall kan komma att placeras i närheten av ett fjärrvärmenät.

- Preem med raffinaderier i Lysekil och Göteborg planerar en vätgasanläggning i Göteborg till 2024. Den kommer att producera 3800 normalkubikmeter vätgas per timme, vilket motsvarar ett effektbehov på 18–20 MW<sub>el</sub>.<sup>153</sup>
- SSAB, Vattenfall och LKAB driver HYBRIT-projektet som möjliggör fossilfri tillverkning av stål med vätgas. Storskalig industriell produktion väntas dröja 20 till 30 år, men små mängder fossilfri järnsvamp produceras redan i pilotanläggningen i Luleå.<sup>154</sup>
- Trelleborgs kommun undersöker möjligheter för grön vätgasproduktion i Trelleborgs hamn inom projektet Nordic Hydrogen Corridor (NHC) som är ett initiativ för vätgas inom transport i Sverige.<sup>155</sup>

### 3.4.5 Framtidsutsikt

Sammanfattningsvis finner vi att förutsättningarna för den här sektorkopplingen till stor del beror på lokala eller regionala förutsättningar men att de på lång sikt är goda. På kort sikt är de dock medelmåttiga, framförallt på grund av en liten marginal mellan framledningstemperatur och restvärmemetemperaturen. Det är svårt att säga när förutsättningarna slår över från medelmåttiga till goda, det kan ske när elektrolysrskapaciteten ökar, när högttemperaturelektrolysörer (SOEC) tar plats på marknaden, eller om fjärrvärme omvandlas till lågtemperaturfjärrvärme.

Huruvida det är kostnadseffektivt eller inte beror i dagsläget på bränslemixen i det specifika fjärrvärmesystemet. Vi bedömer denna aspekt som sammantaget god men understryker att detta är högst varierande mellan olika fjärrvärmenät. De institutionella barriärerna är få liksom viktiga påverkansfaktorer.

<sup>152</sup> Se Göteborg Energi: Fjärrvärme, <https://www.goteborgenergi.se/privat/fjarrvarme>, hämtad 2021-01-08, Luleå Energi: Fjärrvärme, <https://www.luleaenergi.se/sv/privatkund/fjarrvarme/fjarrvarme/>, hämtad 2021-01-08, Trelleborgs Fjärrvärme: Fjärrvärme –trygghet, bekvämlighet och miljönytta, <https://trelleborgsfjarrvarme.se/>, hämtad 2021-01-08.

<sup>153</sup> CIT Industriell Energi AB: Kartläggning av effektbehov i Västra Götaland, 2020.

<sup>154</sup> Jernkontoret: HYBRIT – fossilfri stålproduktion, <https://www.jernkontoret.se/sv/vision-2050/koldioxidfri-stalproduktion/>, hämtad 2021-01-08.

<sup>155</sup> Trelleborg Kommuns: Trelleborg blir första staden i ny vätgaskorridor, <https://www.trelleborg.se/nyheter/trelleborg-blir-forsta-staden-i-ny-vatgaskorridor/>, hämtad 2021-01-08.

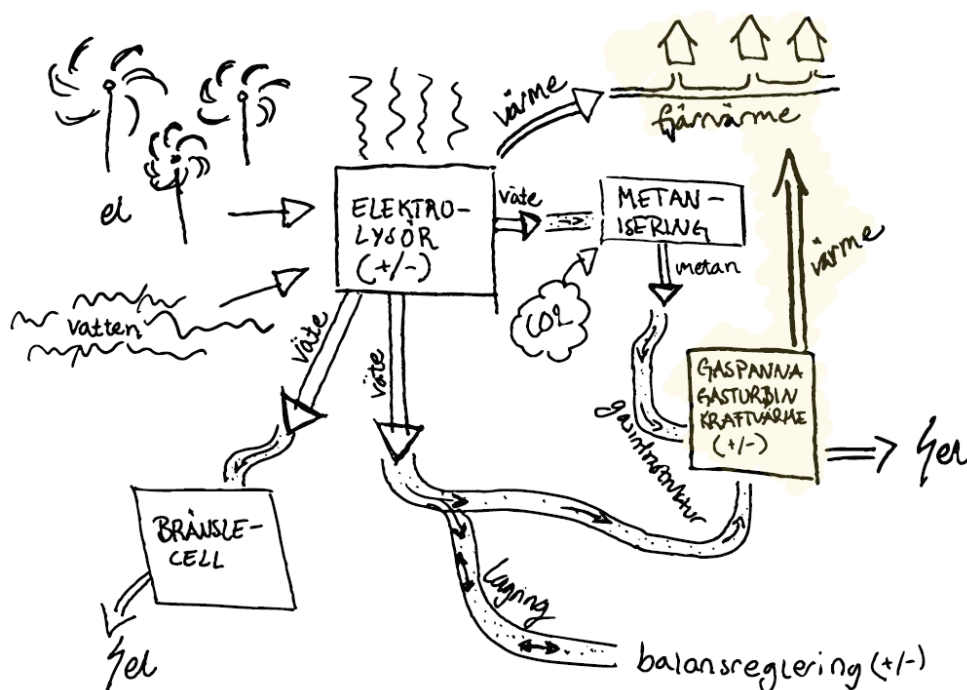
Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

Figur 22: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för restvärme från vätgasproduktion med elektrolys.



### 3.5 GASPANNOR I FJÄRRVÄRMESYSTEM

I detta avsnitt behandlas gaspannor i fjärrvärmesystem där gas eller flytande bränsle används för att producera varmt vatten som distribueras i fjärrvärmesystem. Avsnittet speglar på många sätt föregående som behandlade gasturbiner i elsystemet. Skillnaden är primärt vilken produkt som genereras med hjälp av förbränning av gas samt vilken typ av marknad de agerar på. De systemnyttor som gaspannor har idag i våra fjärrvärmesystem är framförallt spetslastproduktion och effektreserv vid oförutsedda haverier alternativt påtvingade planerade stopp. Likt gasturbiner för elsystemet kan det tänkas att gaspannor används för att lösa upp flaskhalsproblem i befintliga distributionsnät för fjärrvärme.



Figur 23: Översikt gaspannor i fjärrvärmesystem.

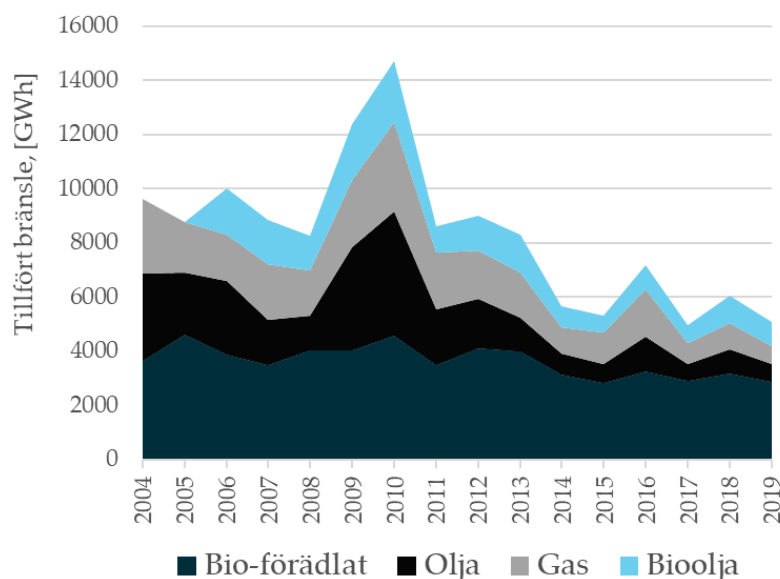
#### 3.5.1 Tekniska möjligheter och potential

Fjärrvärmesystem är trögare än elsystem. Med tröghet avses motståndskraften mot effekterna av ett produktions- eller distributionsbortfall. Elnätet behöver momentan balans mellan produktion och konsumtion, vid avbrott måste snabbt stödtjänster och reserver aktiveras som förhindrar att kvalitén (frekvensen) på elen inte avviker från normalt värde. I fjärrvärmesystemet distribueras varmt vatten i ett enormt rörsystem. Om produktion faller bort så finns det då en stor mängd varmt vatten i systemet som kan agera buffert innan underskott av produktion får katastrofala följder för framledningstemperaturer (kvalité på fjärrvärme). Att gaspannor är en snabbstartande teknik är därmed något som alltid är positivt men inte av samma vikt i ett fjärrvärmesystem jämfört med elsystem.

Alternativ till en gaspanna är främst pannor som använder andra bränslen, antingen fasta eller flytande. En fastbränslepanna är i regel långsammare vid start

och har lägre flexibilitet jämfört med en panna som använder flytande eller gasformiga bränslen. En fastbränslepanna kräver i många fall även en större bränslehantering i anslutning till pannan jämfört med pannor som använder gas eller någon typ av olja. En gaspanna behöver inte använda specifikt energigas utan den kan likaväl drivas av fossil eller biobaserad olja som förgasas i pannan. Gaspannor är liksom gasturbiner en väl beprövad teknik med en möjlig utveckling gällande förbränning av vätgas. Samtidigt som kunskapen kring vätgas för gasturbiner ökar så lär brännare även till fjärrvärmeapplikationer existera. Vidareförädling av grön vätgas till metan skulle även ge ett grönt alternativ till gaspannorna utöver andra biobränslen som nämnt ovan.

Potentialen (gasvolym) för gaspannor beror till stor del på hur fjärrvärmesystemet kommer att utvecklas. Varje fjärrvärmesystem är sitt eget och måste därmed se till att det finns tillräcklig installerad effekt för den dimensionerade utetemperatur. Detta medför tydliga investeringsbehov i värmeeffekt för fjärrvärmebolag. Energiföretagen samlar in statistik över tillförda bränslen för nästan alla Sveriges fjärrvärmenät. Genom detta underlag går det att uppskatta mängden bränsle som åtgår till spetsproduktion och vidare den maximala mängden gas som skulle kunna användas till gaspannor, se Figur 24.



Figur 24: Historisk användning av bränslen till spetslast. [Källa: Energiföretagen AB: Tillförda bränslen 2019]

Från Figur 24 syns att det används ca 5000 GWh spetsbränslen, om förädlade biobränslen räknas med. Till viss del ingår säkerligen bränslen för spetslast i denna aggregerade post men även de dyraste förädlade biobränslen (t.ex. ingår pellets och träpulver) har lägre rörliga kostnader jämfört med gas och olja. Om vi bortser från bio-förädlad hamnar mängden spetsbränslen (olja, gas, bioolja) på 2,2 TWh vilket motsvarar ca 5 % av totalt åtgångna bränslen år 2019. Med denna andel spetsbränsle kan mellan 2 – 3 TWh spetsbränsle förväntas enligt historiska värden från 2004–2019 med undantaget 2010 som exkluderats i denna beräkning. Den övre bränsleåtgången för gas till pannor i fjärrvärmesystemen ligger då på max 3 TWh.

Förstahandsvalet vid flaskhalsar är att oftast försöka bygga ut befintligt nät så att bas- och mellanproduktion kan användas i ett flaskhalsområde. Men om det är svårt att få till en utbyggnad, på grund av t.ex. markförhållanden och bebyggelse i städer, så kan ett alternativ vara att bygga produktion inom flaskhalsområdet. Gaspanna skulle kunna vara lösningen på detta problem. Men även för denna sektorkoppling gäller det att beakta alternativen som kan uppfylla samma funktion. I detta fall är det främst nätförstärkning, flexibilitet, energieffektivisering, lagring och alternativa investeringar i produktion som är av intresse.

### 3.5.2 Kostnader och lönsamhet

En väsentlig skillnad mellan elmarknaden och ett fjärrvärmesystem är att fjärrvärmebolaget äger prismodellen. Fjärrvärmens har ett pris som förbrukare får betala, prismodeller kan vara uppbyggda av flera delar där vanliga är fast avgift, energiavgift och numera även effektavgift. Det gäller att ha en kostnadseffektiv produktionspark med rimlig prissättning mot kund. Endast ett fjärrvärmebolag agerar per ort eller stad och kan därför ses som ett naturligt monopol. Men fjärrvärmens är konkurrensutsatt av andra uppvärmningstekniker så som värmepumpar. Det gäller därför att hålla produktionskostnaderna låga för att bibehålla sin konkurrenskraft gentemot andra uppvärmningsalternativ.

För att kostnadsoptimera produktionen behövs en avvägning mellan fasta och rörliga kostnader. Ofta sammanfaller det så att höga investeringskostnader följs av låga rörliga kostnader och vice versa. Nedan följer ett beräkningsexempel mellan en investering i en gaspanna jämfört med en flis- och en pelletspanna. Flis och pellets pannor används idag generellt för olika driftsituationer. Flis är ett billigare bränsle än pellets men pellets pannor har generellt lägre fast kostnader, vilket resulterar i att flis används i större utsträckning till basproduktion medan pellets ofta används till mellan- eller spetsproduktion. Vid låga utnyttningstider bör då en pellets panna vara att föredra över flis. Gaspannor är billiga både i investering och underhåll men dras med en högre rörlig produktionskostnad. Kostnaden för naturgas är lägre än pellets men då energiskatt, koldioxidskatt samt utsläppsrätter betalas för gas fås den högsta av jämförda rörliga kostnader. Se Tabell 7 för en sammanställning av ekonomiska parametrar.

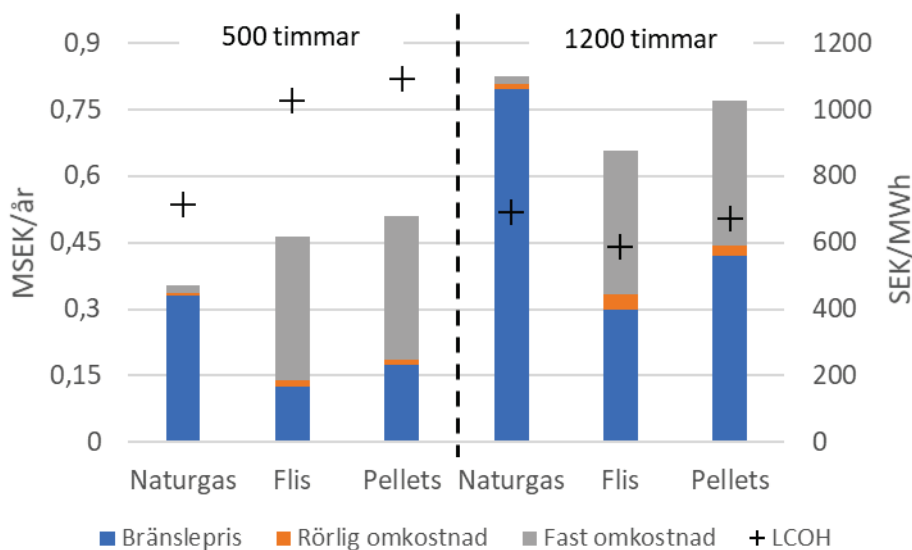
Tabell 7: Ekonomisk indata till beräkning för jämförelse mellan hetvattenpannor.<sup>124, 156</sup>

Bränsle	Enhet	Flis	Pellets	Naturgas
Bränslekostnad	SEK/MWh,b	250	350	250
Energiskatt	SEK/MWh,b	0	0	90
Koldioxidskatt	SEK/MWh,b	0	0	230
Utsläppsrätter	SEK/MWh,b	0	0	60
Rörlig omkostnad	SEK/MWh,v	30	20	10
Investeringskostnad	MSEK/MW	6,9	5	0,5
Fasta kostnader	MSEK/MW	0,33	0,33	0,02

Total rörlig kostnad blir därmed 670 för gaspanna vid verkningsgrad 95 % och 280 respektive 370 kr/MWh, värme för flis och pelletspanna (verkningsgrad 100 %). Om biogas används istället skulle denna kunna alternativprissättas mot naturgas + skatter och avgifter. Figur 25 redovisar utfallet av investeringsberäkningarna och uttrycks som kostnad per år för två olika utnyttningstider nämligen 500 och 1200 timmar.

<sup>156</sup> Energistyrelsen: Technology Data Generation of Electricity and District Heating (2017).

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh\\_-\\_0009.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf), hämtad 2020-12-15



Figur 25: Rörliga kostnader under ett år fördelat över rörliga kostnader, rörliga omkostnader samt fasta kostnader. På sekundär axel visas "Levelized cost of heat" vilket indikerar kostnaden på levererad värme över en investerings hela livslängd.

Vid 500 drifttimmar ser man tydligt att en gaspanna (som använder naturgas) med sina låga investeringskostnader och fasta årliga kostnader är ett intressant alternativ. Då blir värmekostnaden under livslängden cirka 700 kr/MWh. Vid en utnyttningstid på 1200 h, drygt 1,5 månader, blir flispannan billigare än gaspannan. Med ökande utnyttningstid ges en minskad påverkan från fasta kostnader och vikten av låga rörliga kostnader ökar. Ovan beräkning ska ses som ett exempel för hur skillnader i rörliga och fasta kostnader tillsammans med antagande om utnyttningstid påverkar totalekonomin vid en investering i produktion. Samtidigt indikerar ovan att gaspannor kostnadsmissigt kan konkurrera med andra typer av anläggningar. I ovan exempel antas gaspannan drivas på naturgas, samma panna kan elda andra bränslen (fossila eller förnybara) och beroende på den bränslespecifika rörlig kostnaden kan andra resultat erhållas.

### 3.5.3 Institutionella barriärer

Under sektorkopplingen Gasturbiner i elsystemet diskuterades två institutionella barriärer, hanteringen av biogas vid samdistribuering i gasnät och frågan kring fossilfrihet samt CCS. För gaspannor är samma frågor aktuella men med ett par skillnader.

Problemet med grön gasprincipen gäller även gaspannor som tar ut biogas som samdistribuerats med naturgas, man kan i dagsläget inte använda ett utsläppsvärde som är noll för kontrakterad biogas via avtal. Uttagen biogas behandlas som fossil och utsläppsrätter måste betalas. Denna metod tillämpas inte inom energi- och koldioxidkattesystemet. Som tur är gäller grön gasprincipen inom dessa styrmedel och biogas behöver inte betala energi- eller koldioxidskatt även om denna samdistribuerats med naturgas. Som nämnts tidigare sker det arbete med att få grön gasprincipen att gälla även för EU ETS i Sverige och utsikterna är goda.

Gällande fossilfrihet har fjärrvärmebolag mål och visioner gällande den fossila andelen produktion i sina nät. Det kan för dessa bolag vara svårt att motivera en investering eller reinvestering i gaspannor som till en början kan komma att gå på delvis naturgas. Åsikter kring huruvida naturgas är godkänt som ett övergångsbränsle skiljer sig mellan företag. Men med tydligt ramverk för hantering och uppföljning av biogas som samdistriberas kan även denna barriär anses undanröjd i framtiden.

#### 3.5.4 Viktiga påverkansfaktorer

Förutsättningarna och utvecklingen av det lokala fjärrvärmesystemet är en faktor som får stor inverkan på den potentiella utbyggnaden av gaspannor. Beroende på åldern hos installerad spets- och reserveffekt så finns det mer eller mindre behov av nyinvesteringar. Reserveffekt ser ofta inte särskilt mycket drift under normala år vilket även om investeringar i nya gaspannor görs för detta ändamål resulterar i begränsad mängd konsumerad gas. Om fjärrvärmesystem ligger i närhet till ett gasnät ses detta som något positivt då en del av försörjningskedjan är given.

Likt gasturbiner för el så är priset på biogas i framtiden av stor betydelse, en stor potential ses i volymen gas som kan komma att vara tillgänglig år 2030. Men det är fortfarande osäkert vilken prisnivå denna gas får då flertalet sektorer kan komma att se till biogas som sitt sätt att bli fossilfri, andra sektorer kan ha större betalningsvilja än fjärrvärmesektorn. I ett sådant scenario ses förmodligen mindre användning av dessa bränslen hos fjärrvärmeleverantörer.

#### 3.5.5 Framtidsutsikt

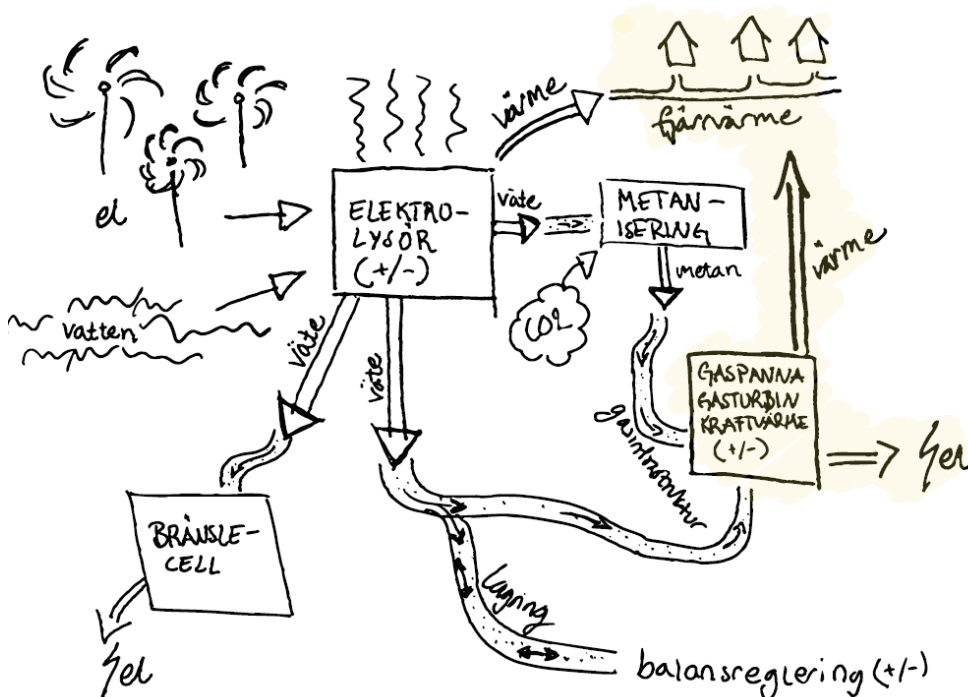
Gaspannor är en enkel och tillförlitlig teknik som länge agerat som spetsproduktion och reserveffekt. Det är en teknik med låga investeringskostnader och höga rörliga kostnader som vid investeringsbeslut måste vägas mot andra alternativ och rådande utnyttjningstider i specifika fjärrvärmesystem. Alternativen kan vara annan produktion, lagring eller flexibilitetsåtgärd. Jämfört med lagring och flexibilitetsåtgärder är gaspannor en uthållig teknik och jämfört med annan produktion så som pelletspannor har dess låga fasta kostnader en fördel vid mycket korta utnyttjningstider. De institutionella barriärerna är få och då tekniken är bränsleflexibel kan frågan om fossilfrihet vara undanröjd i framtiden då utbudet av förnybar gas och andra bränslen kommer öka. En viktig och obesvarad fråga är hur stort behovet är av ny reserv- och topp effekt är nu och i framtiden då detta sätter potentialen för hur mycket gas som kan tänkas konsumeras i denna sektorkoppling. Det identifierade taket för spetslastbränslen har konstaterats till ungefär 5 % vilket resulterar i knappt 3 TWh.

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

Figur 26: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för gaspannor i fjärrvärmesystem.

### 3.6 GASELDAD KRAFTVÄRME

Gaseldad kraftvärme tillhandahåller nyttor som diskuterats i två avsnitt, Gasturbiner i elsystemet och Gaspannor i fjärrvärmesystem. Samma nyttor som identifierats i dessa sektorkopplingar är till stor del relevanta även här. Nyttor så som effektiv energiproduktion (värme och el), reserveffekt vid haverier (värme och el), effektförsörjning (värme och el) och stödtjänster (el). Vidare bidrar dessa kraftvärmeverk med en stor nytta vid lokal elnätskapacitetsbrist då de stora befintliga anläggningarna är lokaliserade i större städer. För värme gäller inte samma nytta för flaskhalsproblematik då detta avsnitt behandlar redan befintliga kraftvärmeverken och dess fortsatta drift. Det finns idag tre stora gaseldade kraftvärmeverk som hämtar gas från gasnätet, varav två är aktiva. I Göteborg finner vi Rya gaskombikraftverk och i Malmö ligger Heleneholmsverket och Öresundsverket. Öresundsverket existerar, men det har sedan 2017 inte varit tillgängligt för el- eller värmeproduktion<sup>157</sup>. Detta avsnitt fokuserar på fortsatt drift av de aktiva kraftvärmeverken och inte större nyinvesteringar, då författarna ser det som högst osannolikt att fjärrvärmebolag skulle bygga nya större gaskraftvärmeverk, detta beskrivs kort under 3.6.2.



Figur 27: Översikt gaseldad kraftvärme.

#### 3.6.1 Tekniska möjligheter och potential

Befintliga gaseldade kraftvärmeverk är idag värdefulla då de bidrar med planerbar elproduktion till hela elsystemet och samtidigt lokal eleffektkapacitet i två av Sveriges större städer. Försörjningssäkerhet för el är viktigt för att en expansion av

<sup>157</sup> Uniper AB: Öresundsverket,

<https://web.archive.org/web/20180224162449/https://www.uniper.energy/sverige/reservkraft/oresundsvrket>, Besökt 2020-12-17



städer och/eller industrier ska kunna vara möjlig. I framtiden kan kraftvärmeverk vara nyttiga både på elmarknaden och i fjärrvärmesystemen för att antingen möta mellan- och spetsenergibehov i elsystemet och bidra med flexibilitet på elmarknaden. Att bidra med flexibilitet på elmarknaden blir mer och mer värdefullt då utbyggnaden av förnybar variabel produktion fortsätter samt behovet av el, på grund av omfattande elektrifiering, förväntas öka och utfasningen av planerbar elproduktion fortskrider.

För gasturbiner i elsystemet presenterades ovan ett exempel på potentiell drift i ett framtida ansträngt elsystem och för gaseldade fjärrvärmepannor användes historiska data för att erhålla ett övre värde för hur mycket energi (gas) som skulle kunna åtgå. I denna sektorkoppling lägger vi fokus på den effektnytta som befintliga gaseldade kraftvärmeverk kan ha i systemet. Utnyttjningstiderna, och därmed energiproduktionen, för dessa anläggningar förväntas bli förhållandevis begränsade. Effektmässigt ger de dock ett mycket värdefullt bidrag.

Exempel på ansträngd elförsörjning för städer/regioner är flera. I Malmö kunde vi under 2019 läsa om Pågens problem med ökat uttag av effekt, man lyckades lösa detta problem genom ett antal åtgärder, däribland ett upplägg för kapacitetsreserv för Heleneholmsverket.<sup>158</sup> Heleneholmsverket slutade tidigare under år 2019 att producera el på grund av en skattepålaga för kraftvärme vilket gjorde elproduktion olönsam och försämrade effektbalansen i regionen, något som åtgärdades i och med effektsäkring i kapacitetsreserven. Heleneholmsverket kan leverera ca 130 MW el till Skåne och Öresundsverket, som inte varit tillgängligt för elmarknaden sedan 2017, har en eleffekt på ungefär 400 MW i kombidrift<sup>159</sup>.

I Stockholm skapar bristen på nätkapacitet problem vid utbyggnad av tunnelbanor och allmän elektrifiering av transporter (t.ex. bussar). I Göteborg är situationen inte riktigt lika akut men även denna region expanderar snabbt och framöver sker även där en omfattande elektrifiering. Rya gaskombi står för ungefär en tredjedel av effektbehovet i Göteborg, eleffekten ligger på ca 270 MW.<sup>160</sup> Den totala effekten av de två aktiva kraftvärmeverken uppgår till ca 400 MW, vilket är jämförbart med halva den installerade effekten i Ringhals 1 (knappt 900 MW) som stängdes 2020. Kraftvärmerna är belägen i elområden där framtida ansträngs effektbalans vid utfasning av kärnkraft förväntas, samtidigt som effekten är lokaliserad inom städer, vilket kan stötta en begränsad elnätkapacitet lokalt/regionalt.

Hanteringen av effektproblematik kommer få stor betydelse i framtiden och ovan presenteras hur gaseldad kraftvärme kan hjälpa till i denna fråga. Det är svårt att göra enklare uppskattningar på mängden gas (drifttid på anläggningar) som kommer gå åt till dessa användningsområden. En bra uppskattning kräver beräkningar för de aktuella fjärrvärmesystemen, förslagsvis också med inslag av modellering av effektproblematik i framtiden. Det är ett större arbete än vad som

<sup>158</sup> Ny teknik: Eon: Nu kan alla i södra Skåne få el, <https://www.nyteknik.se/energi/eon-nu-kan-alla-i-sodra-skane-fa-el-6976446>, Besökt 2020-12-17

<sup>159</sup> Uniper AB: Öresundsverket, <https://web.archive.org/web/20180224162449/https://www.uniper.energy/sverige/reservkraft/oresundsverket>, Besökt 2020-12-17

<sup>160</sup> Göteborg Energi AB: Kan vi få elbrist i Sverige, <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/kan-vi-fa-elbrist-i-sverige>, Besökt 2020-12-18

ryms inom detta projekt. En sådan uppskattning måste dessutom ta hänsyn till andra sätt att hantera kapacitetsbrister på, dessa har nämnts i tidigare sektorkopplingar (lagring, flexibel konsumtion etc.).

### 3.6.2 Kostnader och lönsamhet

Under detta avsnitt presenteras en kostnadsjämförelse mellan el från kraftvärme och andra aktuella tekniker. Sedan följer en kostnadsöversikt för existerande anläggningar och slutligen diskuteras värdet av effekt och kapacitet.

När det handlar om en nyetablering av gaskraftvärmeverk krävs ett stort antal drifttimmar samt ett elpris som är tillräckligt högt för att göra investeringen attraktiv. Gaskraftvärmeverk är högeffektiva anläggningar som genom samproduktion av värme och el når verkningsgrader upp mot 95 %. I rapporten el från nya anläggningar, 2014 görs kostnadsjämförelser mellan olika investeringar i kraftproduktion.<sup>161</sup> Från denna rapport framgår det att elproduktion från nya gaskombikraftvärme är dyrare än elproduktion från nyinvesteringar i landbaserad vind, kolkondens och kärnkraft men billigare än solet. Rapporten är idag sex år gammal och ett par av ingångsvärden till beräkningen har ändrats markant. Här följer en kort sammanfattning och vad det får för betydelse på den rörliga produktionskostnaden.

Först måste det tas hänsyn till kostnadsutvecklingen på vindkraft och solet som reducerats markant. Samtidigt antas ett elcertifikatspris i rapporten på 190 kr/MWh,el. Under 2020 har priserna legat dock under 20 kr/MWh<sup>162</sup>. Vidare antas en utnyttjningstid för gaseldad kraftvärme på 5000 h, vilket är en överskattning av utnyttjningstiden som observeras idag. Vidare gäller att kraftvärmebeskattningen var mer fördelaktig i rapporten för gaseldade verk jämfört med vad som gäller idag. När rapporten skrevs var koldioxidskatten på bränsle till värme reducerad med 100 % och energiskatten med 70 % (om anläggningen ingår i utsläppsrättsystemet). Idag kan en reduktion fås på koldioxidskatt med 9 % och full energiskatt betalas. Detta innebär kraftigt höjda produktionskostnader vid användning av fossil gas.

Sammantaget leder ökade skatter på bränslen som används för värmeproduktion i kraftvärme, en kortare verklig drifttid än antaget och lägre investeringskostnader för vindkraft och solet till att konkurrenskraften för nya gaseldade kraftvärmeverk är sämre än vad resultatet i rapporten ovan antyder. En ny version av denna rapport förväntas publiceras under 2021. Effekterna av den höjda beskattningen på kraftvärme kan komma att reduceras till följd av en hemställan från Energigas Sverige och Energiföretagen Sverige. Hemställan gäller fri fördelning av bränslen mellan el och värmeproduktion vilket skulle sänka skattenivåerna för kraftvärme som använder en blandning av förnybar och fossil gas.

Gällande rörliga kostnader för existerande anläggningar så produceras el generellt om intäkten för detta är högre än de associerade rörliga kostnaderna. För kraftvärme existerar flera driftfall som bestäms av de båda marknader som ett

<sup>161</sup> Elforsk AB: El från nya anläggningar, 2014

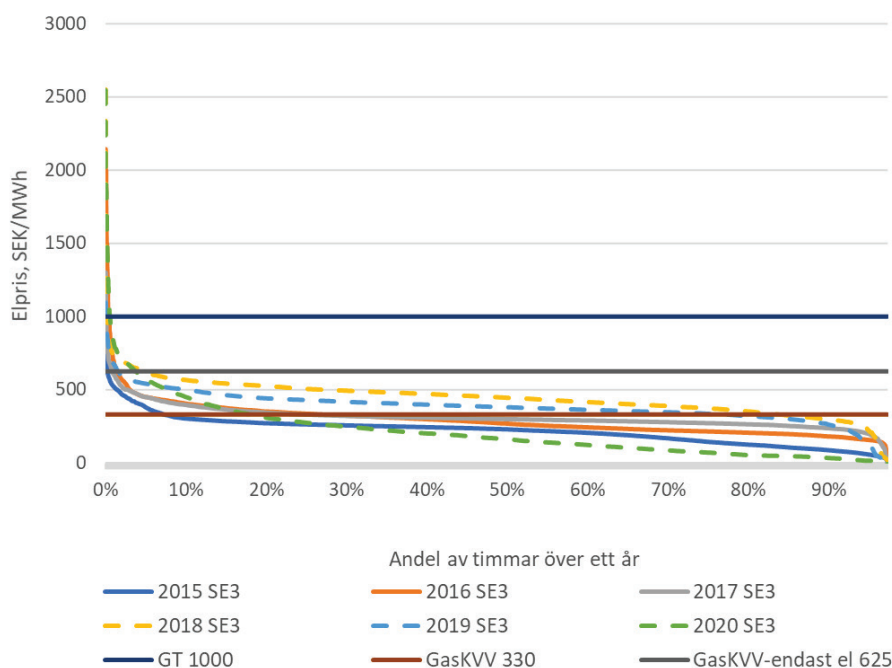
<sup>162</sup> Svensk Kraftmäklare: Elcertificate price history, <http://www.skm.se/priceinfo/history/2020/>, hämtad 2020-12-18

kraftvärmeverk agerar på. Ett kraftvärmeverks driftordning inom fjärrvärmesystemet, relativt andra produktionsanläggningar, bestäms av de rörliga kostnaderna för värme och el tillsammans med intäkten för produktion av el. Med denna uträkning kan driftordningen för flera anläggningar av olika typ (kraftvärme, hetvattenpanna, värmepumpar, restvärme) i ett fjärrvärmesystem bestämmas. Vid höga elpriser blir värmeproduktionskostnaden låg och kraftvärmeverken rekryteras tidigare till fjärrvärmeproduktionen och tvärtom gäller vid låga elpriser.

För kraftvärmeverk kan två driftfall för elproduktion illustreras. Det första uppkommer när värme efterfrågas i fjärrvärmesystemet och huruvida man även ska producera el bestäms av rådande prisförhållande på elmarknaden. Det andra fallet är att värme inte behövs i fjärrvärmenätet, eller att värdet i alla fall är mycket lågt. Då är det istället elsystemet som efterfrågar produktion eller alternativt uttryckt att elpriserna är tillräckligt höga för att motivera kondensdrift.

Priset som elen måste ha i det första fallet bestäms av kostnader associerade med att "slå på" elproduktion. Elproduktion är fritt från energiskatt och koldioxidskatt men måste betalas utsläppsrätter för. Till detta tillkommer även bränslepriset för den extra gas som tillförs. En enkel uträkning med bränslepris på 250 kr/MWh och ett utsläppspris på 300 kr/tonCO<sub>2</sub> indikerar att elpriset vid kombinerad drift måste vara högre än 330 kr/MWh, el. För drift förutsätter det också att värmeproduktionskostnaderna är konkurrenskraftiga jämfört med andra tillgängliga värmeproduktionsalternativ. Detta är inte ett högt elpris, men drift vid dessa elpriser kan bara erhållas om det behövs värme, eftersom kombinerad drift leder till hög totalverkningsgrad. Dock består produktionskostnaden för värme i gaskraftvärmeverk, utöver bränslekostnaden och utsläppsrätter, utav energiskatt och koldioxidskatt. Detta leder till höga produktionskostnader för värme från gaskraftvärmeverk vilket gör att energibolag med fördel väljer att producera värme med andra anläggningar före gaskraftvärmeverk. Sammantaget leder detta till att de låga elproduktionskostnader från gaseldade kraftvärmeverk erhålls enbart då det är väldigt höga laster i fjärrvärmesystemen vilket motiverar värmeproduktion från gaseldat kraftvärmeverk.

I det andra fallet då kraftvärmeverket ska gå enbart för elproduktion måste beräkningen göras om, då det inte finns avsättning för värmen används istället elverkningsgraden. Vid antagande om en verkningsgrad vid elproduktion på 50 % indikeras en rörlig kostnad på knappt 625 kr/MWh,el. Att producera enbart el i kraftvärmeverk kräver extra utrustning för kylning av processen, alla kraftvärmeverk har inte denna möjlighet. De två prisnivåerna för elproduktion från gaseldad kraftvärme visas i Figur 28 tillsammans med historiska elpriser.



**Figur 28: Sorterat historiskt elpris samt linjer som indikerar rörlig produktionskostnad för gasturbiner och kraftvärmeverk. [Källa: data hämtad från Nordpool.se 2020-01-11]**

Vid kombidrift ses ett antal timmar som elpriset (>330 kr/MWh,el) skulle motivera att producera el från gaskraftvärme. Men man måste komma ihåg att det är långt ifrån säkert att lasten i fjärrvärmesystemet är så pass hög att kostnaden för värme producerad från gas kan motiveras. För enbart elproduktion i kraftvärmeverken ses ett fåtal timmar som prismässigt (>625 kr/MWh,el) skulle motivera drift. Notera att dessa större enheter har betydande uppstartskostnader vilket inte inkluderats här. Uppstartskostnader medför att höga elpriser inte räcker utan dessa måste även vara ihållande för att motivera start av större kraftverk.

### 3.6.3 Institutionella barriärer

Precis som för gaspannor och gasturbiner ses frågan kring fossilfrihet och naturgas som en institutionell barriär. Även begränsningar med gröngasprincipen och EU ETS gäller för denna sektorkoppling. Detta har diskuterats i tidigare avsnitt, se 3.1.3 och 3.5.3.

Ytterligare en barriär har identifierats när biogas används i kombinationsdrift och har samdistriberats med naturgas. Det som gäller just nu, i början av 2021, är att enligt gröngasprincipen kan biogas handlas enligt avtal och accepteras vid skattehanteringen för energi- och koldioxidskatt. Hindret är dock att avtalad fördelning mellan fossil gas och biogas från samdistribering måste delas jämnt mellan el och värme. Detta medför att om hälften biogas och hälften naturgas levereras enligt avtal så allokeras det som 50 % till värme där energi och koldioxidskatt ska betalas och 50 % till el där skatt inte behöver betalas. Energigas Sverige och Energiföretagen Sverige har uppmärksammat detta och genom en hemställan föreslagit att man istället ska kunna allokera 100 % av köpt biogas till

värme och 100 % av köpt naturgas till el d.v.s. fri fördelning av åtgångna bränslen mellan nyttor.<sup>163</sup>

#### 3.6.4 Viktiga påverkansfaktorer

I tidigare avsnitt kring gaspannor och gasturbiner har ett antal påverkansfaktorer tagits upp där flertalet även kan appliceras på gaseldad kraftvärme. Dessa är utbud och pris på biogas i framtiden, utvecklingen av elsystemet och samtidigt det lokala fjärrvärmesystemet.

Även den lokala effektproblematiken som kopplar till städers och regioners framtida utveckling är applicerbar på gaseldad kraftvärme. De effekt- och nätkapacitetsproblem som syns idag spås bli värre i framtiden, när mer förnyelsebar kraft introduceras samtidigt som termisk styrbar kraft avvecklas som elbehovet ökar måste elsystemet ha mer resurser för flexibilitet. Beroende på storleken i dessa problem kan vikten av att behålla planerbar (gasdriven) kraft i systemet blir större eller mindre.

Om behovet av flexibilitet blir stort kommer ersättningsmodellen att få betydelse för vilken typ av flexibilitet som används. Tidigare diskuterades kapacitetmarknader och gaseldad kraftvärme skulle kunna vara med på denna typ av marknad om den realiserar.

#### 3.6.5 Framtidsutsikt

Sammantaget ser sektorkopplingen ut att bidra med stor nytta, både som generell producent av värme och el och samtidigt bidrar till effektförsäkring inom storstäder. Nya anläggningar ser däremot ut att bli väldigt dyra jämfört med konkurrerande tekniker, vilket fått analysen och slutsatserna att fokusera mot bedömning av fortsatt drift av installerad kapacitet i kraftvärme. Mängden gasvolym till denna sektorkoppling spås bli liten då kontinuerlig drift i framtiden ses som begränsad. Även fortsatt drift av befintliga anläggningar ser svårigheter i rörliga kostnader jämfört med elpris så länge inte vissa institutionella barriärer röjs och/eller högre elpriser observeras. De viktigaste påverkansfaktorerna för denna sektorkoppling är den fortsatta utvecklingen över effekt- och nätkapacitetsproblem samt utbud och pris på framtida gaser för konkurrenskraftig elproduktion.

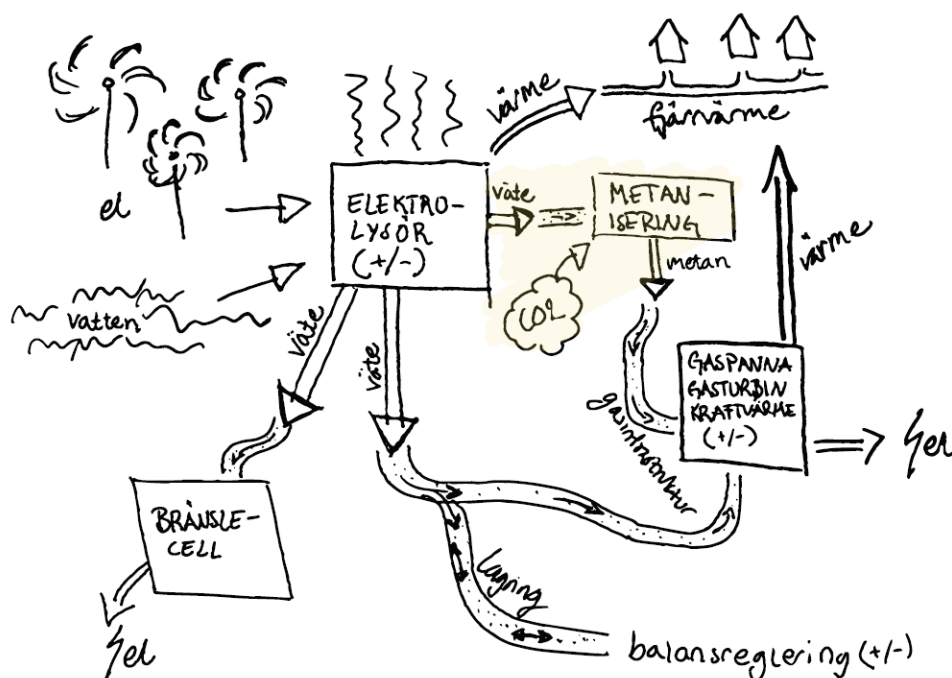
<sup>163</sup> Energigas Sverige & Energiföretagen Sverige: Hemställan om fri fördelning av bränslen inom kraftvärme, April 2019  
[https://www.energigas.se/library/2782/hemstaellan-om-fri-foerdelning-av-braenslen-inom-kraftvaerme\\_slutlig-190417.pdf](https://www.energigas.se/library/2782/hemstaellan-om-fri-foerdelning-av-braenslen-inom-kraftvaerme_slutlig-190417.pdf)

Aspekter	Bedömning		
	2025	2030	2040
Tekniska möjligheter och potential	●	●	●
Kostnader och lönsamhet	●	●	●
Institutionella barriärer	●	●	●
Viktiga påverkansfaktorer	●	●	●
Sammantagen framtidsutsikt	●	●	●

Figur 29: Sammanfattande bedömning av aspekter och kriterier för gaseldad kraftvärme.

### 3.7 VIDAREFÖRÄDLING AV VÄTGAS

Ett alternativ som nämnts i ovanstående identifierade sektorkopplingar är vidareförädling av vätgas till metan genom en metaniseringsprocess. En sådan vidareförädling kan öppna dörrar till att flertalet av sektorkopplingarna ovan nämnda kan kopplas ihop till en längre värdekedja.



Figur 30: Översikt vidareförädling av vätgas i en metaniseringsprocess.

Vätgas kan efter en metaniseringsprocess till exempel användas i befintliga gasturbiner för spetslastproduktion, som kan ses i Figur 30 ovan. Ett annat exempel kan vara att vätgasen lagras i ett säsongslager och kan vid kallare utetemperaturer omvandlas till metan då restvärmen från processen kan tas tillvara i fjärrvärmenätet. Metanen som framställts kan sedan matas in och blandas med bio- och naturgas i befintlig infrastruktur och ökar därmed andelen grön metan och bidrar till att nå målet på 100 % förnybar gas till år 2050.

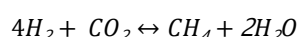
Det kan även vara lättare att använda grön metan i processer inom industri och transport som redan är anpassade till just metan och därmed inte behöver anpassas till en ny typ av bränsle. En annan fördel med metanisering av vätgasen är även att befintlig infrastruktur byggd för metan kan användas för lagring, distribution och el- och fjärrvärmeproduktion.

Vätgasapplikationer har fortfarande inte nått en hög teknisk eller kommersiell mognadsgrad och stora investeringar krävs fortfarande för att öka produktionen till kommersiell nivå. Lösningar för säker lagring och teknisk mognad av framför allt brännare och turbiner behövs vidareutvecklas för att många av sektorkopplingarna nämnda ovan kan bli verklighet. Metanisering av den producerade vätgasen kan vara ett sätt att gå runt detta hinder tills utvecklingen kommit ikapp. Metaniseringen utgör då en brygga mellan analyserade

sektorkopplingar, dvs vätgasbalansering, produktion av vätgas med elektrolys vid låga elpriser, och de kopplingar där metan kan användas till elproduktion via en gasturbin eller inom kraftvärmen eller gaspannor.

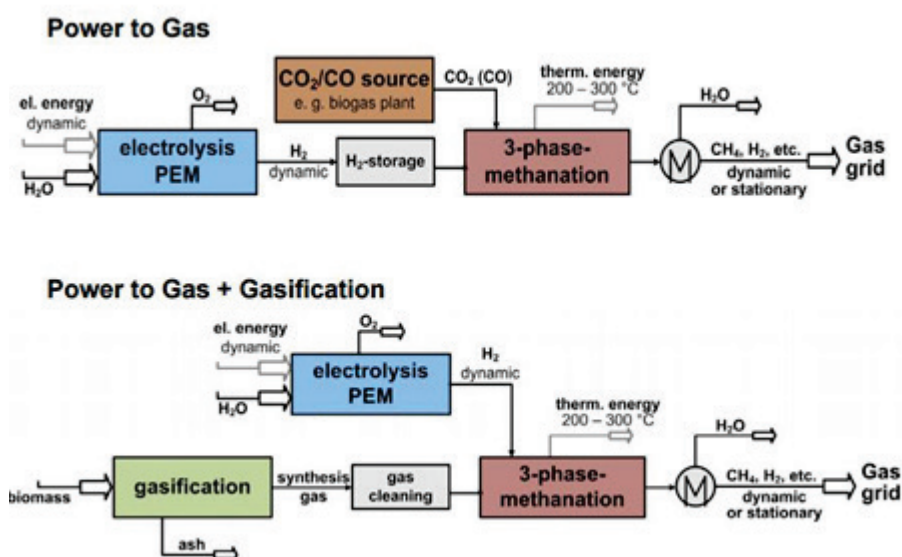
Teknik

Metanisering sker oftast genom en Sabatier-reaktion som är en känd och etablerad teknik. Metan och vatten produceras genom en reaktion av väte med koldioxid vid förhöjda temperaturer och tryck i närvaro av en nickelkatalysator enligt formeln nedan:



Reaktionen kräver fyra gånger mer vätgas än koldioxid och energidensiteten blir ungefär tre gånger högre per normalkubikmeter metan i jämförelse med vätgas. Förutom vatten som biprodukt fås även värme av hög temperatur, vilken kan med fördel tas till vara i fjärrvärmenätet. Metaniseringsprocessen är en exotermisk reaktion med en drifttemperatur runt 300–500°C. Den adiabatiska<sup>164</sup> temperaturen blir ännu högre. Till exempel skulle den adiabatiska jämviktstemperaturen för en stökiometrisk reaktion<sup>165</sup> av typen ovan vid 30 bar och 25°C vara 724°C<sup>166</sup>.

Koldioxiden som används i processen kan fångas in från till exempel industrin i en CCU-process eller från förnybara processer som rötning eller förgasning där vätgasen kan användas för att öka utbytet på metan i ett boostningssteg. De två processerna kan ses i Figur 31 nedan.



Figur 31. Flödesschema för metaniseringprocess då koldioxid kommer från en källa så som industrin eller en biogasanläggning, alternativt från förgasning/rötning där vätgasen används som ett boostningssteg.

Biologiska metaniseringprocesser är under utveckling av flertalet företag och forskningsinstitutioner runt om i världen. I dessa ersätts nickelkatalysatorn och

<sup>164</sup> En adiabatisk process är en termodynamisk process där ingen värme bort- eller tillförs till fluiden (i detta fall gasen).

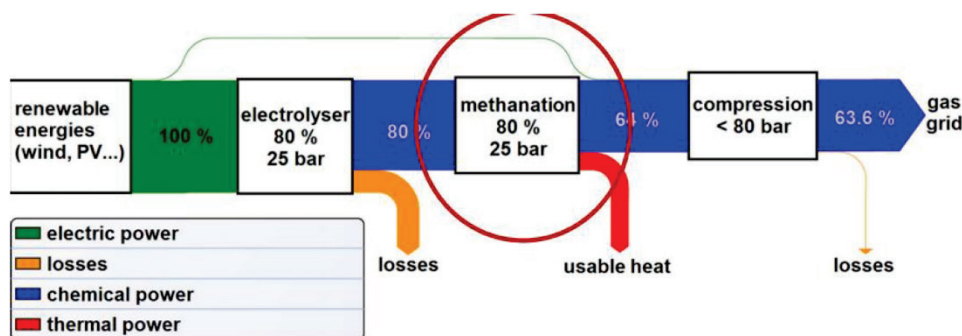
<sup>165</sup> Stökiometri är läran om de mängdförhållanden i vilka kemiska ämnen reagerar med varandra.

<sup>166</sup> Sweco: POWER TO GAS - DONG 2016.



vätgas, koldioxid och kolmonoxid (syngas) konverteras till metan med hjälp av mikrober.

Verkningsgraden för både en katalytisk och biologisk process är begränsad av Sabatier-reaktionen, som har en maximal verkningsgrad på 80 %. Definitionen av verkningsgraden är naturligtvis viktig. Systemverkningsgraden påverkas av hur vätgasen ursprungligen har producerats. Om elektrolytproducerad vätgas omvandlas till metan sänks verkningsgraden från 80% till 64 % då det blir ytterligare ett omvandlingssteg enligt Figur 32<sup>167</sup>. En högtemperaturselektrolysör, som nämnts tidigare i rapporten, kan ha en högre verkningsgrad och på så vis också öka systemverkningsgraden för processen. Då värmen som fås som biprodukt från metaniseringprocessen tas tillvara, i till exempel fjärrvärmenätet, kan systemverkningsgraden öka ytterligare. Det samma gäller för elektrolytörsteget, då förlusterna i form av värme kan möjligen tas tillvara så som beskrivet i avsnitt 3.4.



Figur 32. Verkningsgraden i en Sabatierreaktion.

### Lönsamhet

Om vätgas omvandlas till metan kan befintliga gasturbiner nyttjas. Därmed behövs ingen investering i nya gasturbiner och brännare och ingen uppgradering av de befintliga krävs. Det här alternativet innebär också att ingen ny lagring behöver anläggas, så länge produktion och nyttjande sker i anslutning till de gasnät/gaslager som finns i Sverige idag.

Vad det gäller kostnaden för metanen, så är det dyrare att omvandla vätgas till metan än att använda bio- och naturgas direkt. De exakta kostnadsnivåerna har inte kvantifierats och är ett arbete som ligger utanför den här studien. Generellt kan dock konstateras att det beror på vilken produktionsprocess som väljs. Det är till exempel dyrare att bygga en ny metaniseringanläggning i jämförelse med att använda vätgas i redan befintliga rötnings- eller förgasningsanläggningar. Idag är ingen av alternativen kostnadseffektiva i jämförelse med direktanvändning av metan, eftersom produktionskostnaden för vätgas är så hög. Som nämnts tidigare i rapporten uppskattas priset på vätgas som produceras genom elektrolys till 25-55 kr/kg medan vätgas producerad från naturgas ligger på 15 kr/kg.

<sup>167</sup> Sweco: Power to gas – DONG, 2016

*De viktigaste slutsatserna*

- Metanisering av vätgas kan vara en bra möjlighet för att kunna lagra energi genom att använda befintlig infrastruktur och redan metananpassade processer, vilket också är mer kostnadseffektivt än att investera i om- och nybyggnationer.
- Metanisering av grön vätgas ökar andelen förnybar gas i gassystemet och kan bidra till att uppsatta klimatmål nås.
- Systemverkningsgrader kan bli låga och produktionskostnader höga för metanisering av vätgas men tekniken kan fungera väl som en övergång till ett rent vätgassystem.

## 4 Resultat och diskussion

I detta avsnitt sammanfattas de framtidsutsikter som presenterats för varje enskild sektorkoppling, se avsnitt 3, tillsammans med en diskussion kring kopplingarnas kunskapsläge och potential.

Undersökta aspekter och kriterier har tidigare i rapporten sammanfattats kvalitativt i en resultattavla, där aspekter och kriterier fått färgen grönt, gult eller rött. Färgerna indikerar hur gynnsamma förutsättningarna är för respektive aspekt. Grönt indikerar gynnsamma förhållanden och rött indikerar motsatsen, gult indikerar varken eller och beror oftast på identifierade osäkerheter kring relevanta parametrar. I Figur 33 presenteras den sammanvägda bedömningen av aspekter och kriterier för varje sektorkoppling.

Sektorkoppling	Bedömning		
	2025	2030	2040
Gasturbiner i elsystemet	●	●	●
Gasturbin, vätgas	●	●	●
Bränslecell, vätgas	●	●	●
Balansreglering genom elektrolysör	●	●	●
Restvärme från vätgasproduktion med elektrolysör	●	●	●
Gaspannor i fjärrvärmesystem	●	●	●
Gaseldad kraftvärme	●	●	●

Figur 33: Resultaterande bedömningskarta över samtliga sektorkopplingar.

En bred förstudie av detta slag, som ämnar ta fram förslag på fortsatta studier, behöver någon form av indikation för vilka sektorkopplingar som kan anses vara mer lämpliga i en eller flera fördjupade fortsättningsstudier. Vid uppskattning av lämplighet måste flera faktorer vägas in då de aspekter och kriterier som använts vid utvärderingen har olika perspektiv beroende på sektorkoppling. I följande stycken beskrivs det sammanfattade utfallet för utvärderade sektorkopplingar.

De tre sektorkopplingar som primärt behandlar vätgas erhåller olika sammanvägda resultat beroende på applikation. **Elproduktion genom vätgas (såväl med gasturbiner som bränsleceller)** ser ut att vara tekniskt möjligt och har potential i framtiden men aktuella kostnader påverkar lönsamheten negativt och hindrar sektorkopplingen den närmsta tiden. **Balansreglering genom elektrolysörer** ser ut att ha goda förutsättningar i närtid såväl som i framtid. Att balansreglera med elektrolysörer som byggs för andra ändamål kräver en mindre

extra investering för att kunna låsa upp möjligheten att agera på balansmarknader och tillhandahålla stödtjänster. Att tillvarata **restvärme från vätgasproduktion med elektrolysörer** har goda ekonomiska förutsättningar. Kopplingen är dock starkt beroende av att elektrolysörer installeras i anknytning till fjärrvärmenät och använder en teknik som genererar tillräckliga temperaturer för att kunna användas till fjärrvärme. Med lågtempererade fjärrvärmenät ökar potentialen för denna sektorkoppling.

Sektorkopplingar är synergier mellan olika sektorer. Precis som en viss aktivitet i en sektor kan skapa förutsättningar för en koppling *till* en annan sektor kan också en ny sektorkoppling skapa förutsättningar *för ytterligare* sektorkopplingar. Ett tydligt sådant exempel är elproduktion och/eller balansreglering genom vätgas/elektrolysörer och restvärme från vätgasproduktion genom elektrolys. Det säger sig självt att den senare sektorkopplingen är helt beroende av elektrolysörer för att existera, och genom att etablera en av de första sektorkopplingarna förbättras förutsättningarna för den andra. Detta får som konsekvens för de rekommendationer för en fördjupad studie som presenteras i nästa avsnitt att en studie som enbart fokuserar på restvärmen inte är relevant, men att en studie som undersöker elproduktion och/eller balansreglering genom vätgas/elektrolysörer också kan ta hänsyn till möjligheten att utnyttja restvärmen.

Sektorkopplingarna **gasturbiner för elsystemet, gaspannor i fjärrvärmesystem och gaseldad kraftvärme** får genomgående färgen gult fram till 2025 och mot 2030 och 2040 observeras mer gynnsamma förhållanden (grönt för gasturbin, fortfarande gult för resten). Gemensamt för dessa sektorkopplingar är välbeprövad teknik med goda förutsättningar att lösa aktuella och framtida problem i kraft- eller värmesystem. Samtidigt ses hinder relaterade till kostnader och lönsamhet beroende på energipriser på gaser och/eller el tillsammans med höga skatter om naturgas nyttjas. Även korta utnyttjningstider är ett problem för gaseldade kraftvärmeverk som är stora anläggningar med högre fasta kostnader än gasturbiner och gaspannor. Institutionella barriärer kring biogas existerar men de som diskuterats i denna rapport förväntas vara undanröjda inom en snar framtid. De viktigaste påverkansfaktorerna är, förutom kostnadsbilden för bränslen och skatter, utvecklingen av kraft- eller lokala fjärrvärmesystem där efterfrågan på flexibla produktionstekniker spås öka markant när kraftsystemet utvecklas i framtiden.

Tabell 8 sammanfattar respektive nytta med de studerade sektorkopplingarna samt vilket energisystem som är mottagare av nyttan. Majoriteten bidrar med flexibilitet till energisystemet.

Tabell 8: Nyttorna för respektive sektorkoppling

Sektorkoppling	Nytta	Energisystem
Gasturbiner i elsystemet	Flexibilitet (spets)	El
Gasturbin, vätgas	Flexibilitet (spets)	El
Bränslecell, vätgas	Flexibilitet (spets)	El
Balansreglering genom elektrolysör	Flexibilitet (frekvens)	El
Restvärme från vätgasproduktion med elektrolysör	Resursåtervinning	Fjärrvärme
Gaspannor i fjärrvärmesystem	Flexibilitet (spets)	Fjärrvärme
Gaseldad kraftvärme	Värme, el, lokal styrbar elproduktion	El och värme

Metanisering har varit återkommande i rapporten som en del av sektorkopplingarna som behandlar vätgas. En stor fördel med metanisering är att befintlig teknologi (som gasturbiner) och befintlig gasinfrastruktur kan nyttjas utan att modifieras. Det är förstas kostnadssparande och underlättar sektorkopplingen som koncept. Då förnybar grön koldioxid används i en metaniseringsprocess räknas koldioxidemissionerna som förnybara. Denna koldioxid kan härröra från biologiska processer som exempelvis förbränning eller förgasning av flis. Metangasen som bildas betecknas SNG (Substitute Natural Gas) och belastas inte av miljöskatter. Om koldioxid härrör från fossila bränslen, till exempel produktionsutsläpp från cementtillverkning, betecknas de inte som gröna utsläpp men genom att använda koldioxiden i ytterligare ett steg sänks de totala växthusgasutsläppen med ungefär hälften i och med att koldioxiden nyttjas i två processer i stället för i en.

Som nämns i avsnitt 2 är sektorkopplingar inte en garanti för kostnadseffektivitet, och samma nyttigheter kan i många fall tillhandahållas genom andra processer. Vad som är effektivt för ett företag kan skilja sig från vad som är effektivt och hållbart utifrån ett samhällsperspektiv. Det kan innebära att samhällsekonomiskt lönsamma sektorkopplingar inte realiserar.

Att ta vara på en så stor del av all producerad energi som möjligt innebär att ytterligare produktion minimeras någon annanstans i systemet. Problemet är att de företag som kan inrätta en viss sektorkoppling inte direkt gynnas av dessa fördelar eftersom en sådan marknad inte finns. Genom att till exempel göra en samhällsekonomisk kostnadsnyttokalkyl kan olika alternativ utvärderas i större skala. Det ska dock nämnas att det är ett mycket komplicerat arbete att definiera relevanta scenarion, vad de innebär, och prognostisera framtida kostnader och nyttor, men bara att kartlägga alternativen kan ge värdefulla insikter.

## 5 Rekommendation för fördjupade studier

**Som del av uppdraget ingår att presentera förslag på möjliga forsknings-, utvecklings- eller demonstrationsprojekt som ser till hela energisystemet för ökad sektorkoppling mellan el, gas och fjärrvärme.**

Här presenteras ett antal förslag av olika slag: demoprojekt som syftar till att testa tekniker i realiteten, kartläggningar av olika slag, modelleringsprojekt som kan bidra med en ökad systemförståelse, samt vidare kunskapshöjande studier som har möjlighet till mer detaljerade analyser av fokuserade områden än vad som ryms i en förstudie. Uppslagen kräver olika typer av kompetenser och ibland sammansättningar av olika typer av företag.

Nedan är förslagen kategoriskt indelade i demoprojekt, systemstudier och modellering, teknikstudier samt marknadsstudier. Bör dock noteras att vissa förslag kan rymmas i flera kategorier och är här endast indelade utefter deras främsta karaktär.

### 5.1 DEMOPROJEKT

- **Balansreglering genom elektrolysörer** kan tas vidare till ett demoprojekt i mindre skala. Förutsättningarna för sektorkopplingen är goda och det är viktigt att undersöka och, om lyckat, segmentera värdet av elektrolysörens balansreglerande egenskaper för att dessa ska tas vara på i framtiden. Det är dock viktigt att komma ihåg att den här rapporten utgår från att elektrolysören inte i första hand är till för att agera balansreglerare utan för att producera vätgas till exempelvis industrin, det bör tas hänsyn till i ett demoprojekt.
- Ytterligare ett förslag är att vidga omfattningen på studien där en demo med inriktning mot "processintegration" med elektrolysör (inkl. lager och balansering) och koppling till fjärrvärme för eventuell restvärme med mera. Om detta görs i samband med ett kraftvärmeverk finns det dessutom en CO<sub>2</sub>-källa för vidare process av vätgasen till andra gaser/bränslen.
- Ett demoprojekt kan även utgöra **lokal vätgasproduktion genom elektrolys** där huvudfokus är värdet av producerad vätgas och biprodukter och analyseras utifrån lokala förutsättningar. Här beaktas även vätgasens samspel med övriga komponenter och energislutanvändning i det lokala energisystemet.

### 5.2 SYSTEMSTUDIER OCH MODELLERING

- **Integrera gasnät med el och fjärrvärme i storskaliga modeller.** Sektorkopplingar motiveras ofta med ekonomiska och eller miljö- och resursmässiga argument. I detta projekt har sektorkopplingar utvärderats utifrån litteratur och tidigare modellarbeten som i många fall inte är utförda med primärt fokus på själva sektorkopplingen. Det vore därför

intressant att i någon befintlig energisystemmodell modellera el-, fjärrvärme- och gassektorn. Idag finns ett antal modeller (kortsiktiga och långsiktiga) som behandlar elsystemet eller fjärrvärmesystemet. Även modeller som samoptimerar el och fjärrvärme existerar. Att integrera dessa modeller med en beskrivning av gassektorn borde kunna hjälpa till att svara på den ekonomiska och klimatmässiga nyttan av olika sektorkopplingar. Exempel på frågeställningar:

- Vilka sektorkopplingar bidrar till faktisk kostnadseffektivitet och klimatmässiga fördelar?
  - Vilka tekniker ska fylla flexibilitetsbehovet lokalt, regionalt och nationellt? Värdera och jämför sektorkopplingar som bidrar med flexibilitet till el och fjärrvärmesektorn med andra alternativ t.ex. batterier.
- **Inkludera andra sektorer (som transportsektorn och andra slutanvändare).** Inom den här studien studeras endast kopplingar mellan de olika energisystemen. I en bredare och mer fördjupad studie föreslås att även inkludera sektorer som tillhör slutanvändning, till exempel transportsektorn och industrisektorn. En sådan studie kan innehålla vilken ökad flexibilitet som tillförs när efterfrågan inkluderas, vilka fler möjligheter till omkoppling som då uppstår samt hur effektiva dessa lösningar är i termer av energi, klimat och ekonomi. Studien kan omfatta en större värdekedjeanalys för olika sektoröverskridande applikationer och därmed koppla ihop flertalet sektorkopplingar som nämnt i denna studie. Steg som metanisering och vidareförädling av vätgas för att realisera dessa kopplingar kan inkluderas. Omfattningen på studien kan inkludera endast en slutanvändning eller flera, samt vilka industrier som kan eller inte kan elektrifieras.

### 5.3 TEKNISKA STUDIER

- **Geologisk kartläggning av möjligheter till lagring av vätgas i Sverige.** För att få till en storskalig produktion av vätgas och koppla den mot exempelvis balansreglering behövs även möjligheter för storskalig lagring. I Sverige finns inga saltgruvor som är den billigaste lösningen för storskalig lagring utan istället skulle ståinklädda berggrum vara aktuellt. Det vore av den anledningen intressant att genomföra en geologisk kartläggning över var möjlighet finns att bygga dessa berggrum. Detta borde kombineras med en kartläggning över var det finns industrier med stort vätgasbehov.
- **Kartläggning av nätkapacitetsbrister nu och i framtiden.** Med väntade kapacitetsbrister i elnätet både nu och i framtiden skulle det vara intressant att kartlägga var dessa kan tänkas uppstå. Kartläggningen borde kopplas mot en kartläggning på tillgången till och efterfrågan på gas i hela Sverige med det framtida utbudet av gas. Genom att kvantifiera kapacitetsbristerna med det utbud som finns nu och i framtiden kan viktiga kopplingar mellan elnätet och gasnätet (inklusive gasterminaler)

tydliggöras. Analysen bör även innehålla olika scenarier för framtida energisystemet.

- **Bränsleceller som verkar vid höga temperatur och producerar både el och värme.** Högtemperatur-bränsleceller typ SOFC, fastoxidbränsleceller, har en arbetstemperatur på 600–900°C och är lämpliga som kraftvärme. Med fördel kan metanbaserade bränslen, som olika typer av biogas eller naturgas, användas. SOFC har hög elverkningsgrad, vissa över än 60 %. Även MCFC- och PAFC-bränsleceller verkar vid högre temperaturer och kan vara lämpliga som kraftvärme. Rekommendation är att utföra en studie som undersöker "Kraftvärmeproduktion genom olika typer av bränsleceller". Såväl småskalig som storskalig kraftvärmeproduktion kan undersökas. Småskalig kan till exempel innefatta lokal energiproduktion i anslutning till ett bostadsområde. Storskalig kraftvärmeproduktion kan till exempel vara bränsleceller som installeras vid datorhallar för att fungera som reservkraft.

#### 5.4 MARKNADSSTUDIER

- **Detaljerade kostnadsberäkningar för elproduktion genom vätgas.** Som beskrivs i rapporten kan elproduktion genom vätgas ske genom olika uppsättningar av komponenter bestående av olika typer av elektrolysörer, lagringsmetoder, gasturbiner och bränsleceller. En fördjupad studie som detaljerat granskar de olika alternativen samt tar hänsyn till vilka marknader de skulle kunna verka på i framtiden rekommenderas. Översynen som gjorts i den här studien visar att sektorkopplingsalternativen idag inte är lönsamma. Den pågående satsningen på vätgas i Sverige och EU idag kan dock markant ändra förutsättningarna, vilka bör studeras mer grundligt.
- **Storskalig produktion av vätgas genom elektrolys.** Rekommendation är att utföra en studie som undersöker om det finns ett tillräckligt starkt "business-case" med storskalig vätgasproduktion genom elektrolys. Studien kan exempelvis behandla lämplig lokalisering av anläggningen, en kartläggning av efterfrågan, hur vätgasen kan distribueras, vilka marknadsincitament som krävs för att kunna realisera, med mera. Förslag är en långsiktig analys fram till dess att Sverige ska bli klimatneutralt 2045.
- **Jämförande analys av olika vätgasproduktionsmetoder.** En industri som behöver vätgas i sin produktion kan välja att producera vätgas från reformering av biogas från gasnätet eller via elektrolys. Här föreslås en detaljerad jämförelse av produktionsmetoderna. En sådan analys kan bland annat sprida klarhet kring vid vilket el- och gaspris respektive produktionsmetod blir lönsam. Jämförelsen kan även innehålla en jämförelse av verkningsgrader och miljöpåverkan beroende på vilken applikation vätgasen används till.
- **Kartläggning av utbud och efterfrågan av energigaser i Sverige.** En kartläggning av det inhemska utbudet och den inhemska efterfrågan av olika energigaser föreslås. Kartläggningen bör täcka hela Sverige och



inkludera dagens såväl som det framtida behovet och utbudet. Genom att kvantifiera och tydliggöra efterfrågan kan utbudet stimuleras. Flera kartläggningar har genomförts genom åren och en initial översikt av dessa och hur de bäst kompletteras är att rekommendera för att undvika återupprepning.

## 6 Referenslista

- Andersson, J. & Grönkvist, S. *Large-scale storage of hydrogen*. KTH, 2019.
- Argonne. *Technology Assessment of a Fuel Cell Vehicle*. Argonne, 2017.
- Benjaminsson, J., & Nilsson, R. *Distributionsformer för biogas och naturgas i Sverige*. Grontmij, 2009.
- Bioenergi. *Biovärme 2020*. Bioenergi, 2020.
- Bruce, Johan, Klasman, Björn och Obel, Fredrik. *NEPP: Stora effektfrågan – Resultaten från Apollokörningar*. NEPP, 2018.  
[https://www.nepp.se/pdf/Stora\\_effektfragan.pdf](https://www.nepp.se/pdf/Stora_effektfragan.pdf) (hämtad 2012-12-12)
- Bruce, Johan, Krönert, Frank, Obel, Fredrik, Yuen, Katarina, Wiesner, Emma, Dyab, Linda, Greger, Kajsa, Lidström Erica, Sköldberg, Håkan, Rydén, Bo, Unger, Thomas, Gode, Jenny, Nilsson, Johanna. *NEPP: Färdplan fossilfri el – Analysunderlag*, NEPP, 2019.  
[http://www.nepp.se/pdf/energiforetagens\\_fardplan\\_fossilfri\\_el\\_analysunderlag.pdf](http://www.nepp.se/pdf/energiforetagens_fardplan_fossilfri_el_analysunderlag.pdf) (hämtad 2020-11-25)
- Bruce, Johan, Dyab, Linda, Gustavsson, Mathias, Görling, Martin och Klasman, Björn. *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion*. Energiforsk, 2019.  
<https://energiforsk.se/media/26989/gas-for-effektflexibilitet-i-kraftproduktion-energiforskrapport-2019-616.pdf> (hämtad 2020-12-14)
- Bruce J, Walsh R, Iuvchik T, Rydén B, Sköldberg H, Unger T, Montin S. *Flexibilitet – i en ny tid, hur mycket ny flexibilitet behövs i det svenska elsystemet i framtiden?*, 2018.
- Brynnolf, S. et. al. (2018). *Electrofuels for the transport sector: A review of production costs*. Renewable and sustainable energy reviews 81 (2018): 1887-1905.
- Caglayan, D G. et. al.. *Technical potential of saltcaverns for hydrogen storage in Europe*. International Journal of Hydrogen Energy 2020, 2019.
- Celsius. *Case studies of Low Temperature District Heating systems*. Celsius, 2020.  
<https://celsiuscity.eu/case-studies-low-temperature-district-heating-systems/> (hämtad 2021-01-13)
- CIT Industriell Energi AB. *Kartläggning av effektbehov i Västra Götaland*, CIT Industriell Energi AB, 2020.
- Kraftringen. *COOL DH - lågtempererad fjärrvärme*. Kraftringen, 2020.  
<https://www.kraftringen.se/om-kraftringen/om-oss/framtiden/brunnshog/cool-dh/> den 2 mars 2021
- Energiforsk. *Bränsleceller syntesrapport 2016-2019*. Energiforsk, 2019.
- Elforsk. *Nyhetsbrev Elanvändning*. Elforsk. maj 2011.  
[https://elgocell.se/pdf/Elforsk\\_Nyhetsbrev\\_Maj\\_2011\\_sid8\\_13.pdf](https://elgocell.se/pdf/Elforsk_Nyhetsbrev_Maj_2011_sid8_13.pdf) (Hämtad den 13 januari 2021)
- Energiföretagen Sverige. *Tillförd energi*. Enrgiföretagen Sverige, 2020.  
<https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/tillford-energi> (Hämtad 2020-11-12)
- Energiföretagen Sverige. *Trånga elnät allvarligt hinder för tillväxt*. Energiföretagen AB. 2018.  
<https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2018/september/tranga-elnat-allvarligt-hinder-for-tillvaxt/> (Besökt 2020-12-06).

- Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige. *Hemställan om fri fördelning av bränslen inom kraftvärme*. 2019.  
[https://www.energigas.se/library/2782/hemstaellan-om-fri-foerdelning-av-braenslen-inom-kraftvaerme\\_slutlig-190417.pdf](https://www.energigas.se/library/2782/hemstaellan-om-fri-foerdelning-av-braenslen-inom-kraftvaerme_slutlig-190417.pdf) (Hämtad 2020-01-12)
- Energigas Sverige. *Karta över utbyggnad av gasinfrastruktur i Sverige*. Energigas Sverige, 2016.
- Energigas Sverige och Fossilfritt Sverige. *Färdplan för fossilfri konkurrenskraft – Gasbranschen*. Energigas Sverige och Fossilfritt Sverige, 2020.
- Energimarknadsinspektionen. *Differentierade avskrivningstider för elnätföretagens anläggningar*. Energimarknadsinspektionen, 2017.
- Energimarknadsinspektionen. *Sveriges el- och naturgasmarknad 2019*. Energimarknadsinspektionen, 2020.
- Energimarknadsinspektionen. *Tekniska uppgifter om gasnätsföretagens verksamhet, Särskilda rapporten*. Energimarknadsinspektionen, u.d.  
[https://www.ei.se/Documents/Publikationer/arsrapporter/naturgas/Sarskilda\\_rapporten.xlsx](https://www.ei.se/Documents/Publikationer/arsrapporter/naturgas/Sarskilda_rapporten.xlsx) (Hämtad den 08 januari 2021)
- Energimyndigheten. *Energiindikatorer 2020 - Uppföljning av Sveriges Energpolitiska mål (ER 2020:18)*. Energimyndigheten, 2020.
- Energimyndigheten. *Energiläget 2020*. Energimyndigheten, 2020.
- Energimyndigheten. *Princip för redovisning av restvärmepotential vid projektering av ny fjärrvärmeproduktion*. Energimyndigheten, 2013.
- Energimyndigheten. *Västsvenska naturgasnätet*. u.d.  
<http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/vastsvenska-naturgasnätet/> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Energimyndigheten.  
*Integrering an elektrobränslekonceptet i massa- och pappersindustrin för ett framtida elnät i balans och ett hållbart energisystem med minimala klimatavtryck*. Energimyndigheten, 2019.
- Energimyndigheten. (u.d.). *Västsvenska naturgasnätet*. Hämtat från  
<http://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/naturgas/vastsvenska-naturgasnätet/> den 8 januari 2021
- Energimyndighetens Statistikdatabas. *Densitet i kg för olika energivaror vid 15 grader Celsius*. Energimyndigheten, 2021. Hämtad den 5 mars 2021.
- Energimyndighetens Statistikdatabas. *Värmevärden för olika energivaror*. 2021. Hämtad den 5 mars 2021.
- Energistyrelsen. *Technology Data Generation of Electricity and District Heating*. 2017.  
[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh\\_-\\_0009.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf) (hämtad 2020-12-15)
- Emanuele Taibi et al. *Hydrogen from renewable power*. IRENA, 2018.  
[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA\\_Hydrogen\\_from\\_renewable\\_power\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf)
- Europeiska kommissionen. *En vätagasstrategi för ett klimatneutralt Europa*. Europeiska kommissionen, 2020.
- Europeiska kommissionen. *In-depth analysis in support of the commission communication COM(2018) 773*. Europeiska kommissionen, 2018.

- Europeiska Kommissionen. *RÅDETS DIREKTIV 2003/96/EG, Energiskattedirektivet*. Europeiska kommissionen, 2003.
- Europeiska kommissionen. *Hydrogen Roadmap Europé*. Europeiska kommissionen, 2019.
- Finansdepartementet. *Utredning tittar på undantag från skatt på avfall*. Regeringskansliet, februari 2021. <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/02/utredning-tittar-pa-fler-undantag-fran-skatt-pa-avfall/> (Hämtad den 4 mars 2021)
- Fuel Cell & Hydrogen Energy Association. *Roadmap to hydrogen economy*. Fuel Cell & Hydrogen Energy Association, 2020. Hämtad från: <https://static1.squarespace.com/static/53ab1fee4b0bef0179a1563/t/5e7ca9d6c8fb3629d399fe0c/1585228263363/Road+Map+to+a+US+Hydrogen+Economy+Full+Report.pdf>
- Gas for Climate. *Gas decarbonisation pathways 2020-2050*. Gas for Climate, 2020.
- Genrup, Magnus, och Thern, Marcus. *Gasturbinteknik – Årsrapport 2020*. Energiforsk, 2020. <https://energiforsk.se/media/28215/gasturbinteknik-arsrapport-2020-energiforskrappport-2020-669.pdf> (hämtad 2020-12-07).
- Göteborg Energi. *Fjärrvärme*. Göteborg Energi, u.d. <https://www.goteborgenergi.se/privat/fjarrvarme> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Göteborg Energi AB. *Kan vi få elbrist i Sverige*. Göteborg Energi AB. <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/kan-vi-fa-elbrist-i-sverige> (besökt 2020-01-08)
- Hydrogen Council. *Path to hydrogen competitiveness – A cost perspective*. Hydrogen Council, 2020.
- IEA. *Current limits on hydrogen blending in natural gas networks and gas demand per capita in selected locations*. IEA, 2020. <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/current-limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-and-gas-demand-per-capita-in-selected-locations> (Hämtad den 09 december 2020)
- IEA. *The future of hydrogen*. IEA, 2019.
- Infrastrukturdepartementet. *Faktapromemoria 2019/20:FPM61 Strategi för energisystemintegration och strategi för vätgas*. Regeringskansliet, 2020.
- IRENA. *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transmission*. IRENA, 2018.
- IVA. *Elmarknader - en internationell utblick*. IVA, 2016. <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/vagvalel-elmarknader-internationell-utblick.pdf> (hämtad 2020-12-17)
- IVA. *Så klarar det svenska energisystemet klimatmålen*. IVA, 2019.
- IVL Svenska Miljöinstitutet. *Avfallsimport och materialåtervinning Rapport 2016:23*. IVL Svenska Miljöinstitutet, 2016.
- Jannasch, Anna-Karin och Willqvist, Karin. *En kunskapsyntes om elektrobränslen från biologiska processer, Rapport nr 2017:03*. f3centre, 2017.
- Jannasch, Anna-Karin och Ragnar, Martin. *Gasens roll i det framtida energisystemet*. Energiforsk AB, 2015. <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/18987/gasens-roll-i-det-framtida-energisystemet-energiforskrappport-2015-183.pdf> (hämtad 2020-12-16)

- Grahn, M & Jannasch, A-K. *Electrolysis and electro-fuels in the Swedish chemical and bio-fuel industry: a comparison of costs and climate benefits*. Rapport nr 2018:02, f3 Svenskt kunskapscentrum för förnybara transportbränslen, 2018. Tillgänglig på [www.f3centre.se](http://www.f3centre.se).
- Jernkontoret. *HYBRIT – fossilfri stålproduktion*. Jernkontoret, 2020. <https://www.jernkontoret.se/sv/vision-2050/koldioxidfri-stalproduktion/> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Luleå Energi. *Fjärrvärme*. Luleå Energi, u.d. <https://www.luleaenergi.se/sv/privatkund/fjarrvarme/fjarrvarme/> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Marcogaz. *Overview of Available Test Results\* and Regulatory Limits for Hydrogen Admission Into Existing Natural Gas Infrastructure and End Use*. Marcogaz, 2019.
- McKinsey. *Second-life EV batteries: The newest value pool in energy storage*. 2019. <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/second-life-ev-batteries-the-newest-value-pool-in-energy-storage> (Besökt 2020-02-20)
- Melaina, M.W., O Antonia och M Penev. *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks - A Review of Key Issues*, 2013.
- NEPP. *Kapacitetsmekanismer*. NEPP, 2011. <https://www.nepp.se/etapp1/pdf/kapacitetsmekanismer.pdf> (hämtad 2020-12-19)
- NEPP. *Kraftvärmens roll på den framtida elmarknaden*. NEPP, 2019. [https://www.nepp.se/pdf/kraftvarmens\\_roll.pdf](https://www.nepp.se/pdf/kraftvarmens_roll.pdf)
- Nohlgren, Ingrid, Svärd Herstad, Solvie, Jansson, Marcus och Rodin, Jennie. *El från nya och framtida anläggningar 2014*. Elforsk, 2014. <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19919/el-fran-nya-och-framtida-anlaggningar-2014-elforskrapport-2014-40.pdf> (hämtad 2020-10-28)
- Norhstedt, Linda. *Eon: Nu kan alla i södra Skåne få el*. *Ny Teknik*. 2019-10-25, <https://www.nyteknik.se/energi/eon-nu-kan-alla-i-sodra-skane-fa-el-6976446> (besökt 2020-12-17)
- Norlander, M (2020). *Om hur ståltillverkningen ska bli fossilfri (och övrig industri också för den delen)*. Podcast: <https://play.acast.com/s/solcellskollenspodcast/11337282-9c91-4a8b-a2a9-df30d938b8bd>
- Norrköpings kommun. *Avskrivning av materiell anläggningstillgång i Norrköpings kommun*. Norrköpings kommun, 2020.
- NEPP. *North European Energy Perspective Projects*. NEPP, 2020 <https://www.nepp.se/om.htm>.
- Ormegard, E & Särnbratt, M.. *Förnybar vätgas i Skåne – En utvärdering av praktiskt genomförbar potential ur ett energisystemperspektiv*. LTH, 2020.
- Pite Energi. *40 år med Piteås fjärrvärme*. Pite Energi. 15 oktober 2020. <https://www.piteenergi.se/foretag/fjarrvarme/> (Hämtad den 7 november 2020)
- Powercircle. *Stödtjänster från nya tekniker*. Powercircle, 2019. <https://www.powercircle.org/stodtjanster.pdf> (hämtad 2020-12-09)

- Pöyry AB. *Trångt i elnäten – ett hinder för omställning och tillväxt?*. 2018.  
<https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/nyheter/2018/2018-08-16-poyryrapporten.pdf> (hämtad 2020-12-16)
- Regeringsbeslut (2021).  
<https://www.regeringen.se/491042/contentassets/f280aea098b244dabad9c79f0c10b1ce/uppdrag-att-ta-fram-forslag-till--en-strategi-for-vatgas-och-elektrobranslen>
- Ridell, B. *Power to gas – DONG*. Sweco, 2016.
- Rydén, et. al. (2016). 88 guldkorn – En sammanfattning av resultat och slutsatser från NEPP:s första etapp,  
[https://www.nepp.se/etapp1/pdf/88\\_guldkorn.pdf](https://www.nepp.se/etapp1/pdf/88_guldkorn.pdf)
- Schmidt, O, o.a. Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study. *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017): 30470-30492.
- Siemens AB. Hydrogen Capable Gas Turbine. *Siemens AB*, 2020.  
<https://www.siemens-energy.com/global/en/news/magazine/2019/hydrogen-capable-gas-turbine.html> (hämtad 2020-12-13)
- Sköldberg H, Unger T, Lindén M, Dyab L, Söder L, Bergman L (2020). Eleffektfrågan - utmaningar och lösningar,  
<https://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf>
- Store & Go. *D8.3 Reports on the costs involved with PtG technologies and their potentials across the EU*. Store & Go, 2018
- Swedegas. *Gasbarometern*. Swedegas, u.d.  
<https://www.swedegas.se/gas/biogas/Gasbarometern> (Hämtad den 2 mars 2021)
- Svensk Fjärrvärme AB. *Kulvertkostnads katalog*. Svensk Fjärrvärme AB, 2007.
- Svensk Kraftmäklning. Elcertificate price history. *Svensk Kraftmäklning*.  
<http://www.skm.se/priceinfo/history/2020/> (hämtad 2020-12-18)
- Svenska kraftnät AB. Störningsreserven. Svenska kraftnät AB, 2019.
- Svenska kraftnät AB. Effektreserv. *Svenska kraftnät AB*. 2020.  
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/> (Besökt 2020-12-13).
- Svenska kraftnät AB. Effektreserven för 2020 – 2025. *Svenska kraftnät AB*. 2020.  
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/effektreserv/effektreserven-for-2020-2025/> (Besökt 2020-12-12).
- Svenska kraftnät AB. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden rapport 2020*. Svenska kraftnät AB, 2020. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2020.pdf> (hämtad 2020-12-02)
- Svenska kraftnät AB. Störningsreserven. Svenska kraftnät AB. 2019.  
<https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-stodtjanster/storningsreserven/> (Besökt 2020-12-13).
- Svenska kraftnät AB. *Villkor för mFRR, bilaga till Avtal om balansansvar för el*. Svenska kraftnät AB.  
<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/uppdaterade/avtal-4620-bilaga-5-mfrr.pdf> (hämtad 2020-12-05)

- Svenska kraftnät och Statnett. *The Nordic Balancing Concept*. Svenska kraftnät och Statnett. 2017  
[https://www.regeringen.se/48f93e/contentassets/19fc575360724f2492bea2cb9e25b7e8/sou\\_2019\\_63\\_webb\\_rev.pdf](https://www.regeringen.se/48f93e/contentassets/19fc575360724f2492bea2cb9e25b7e8/sou_2019_63_webb_rev.pdf) (Hämtad 2020-01-10)
- Sveriges riksdag. *Strategi för energisystemintegration och strategi för vätgas*. Sveriges riksdag, 2020. Hämtad från:  
[https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/strategi-for-energisystemintegration-och-strategi\\_H706FPM61](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/fakta-pm-om-eu-forslag/strategi-for-energisystemintegration-och-strategi_H706FPM61)
- Statens offentliga utredningar. Mer biogas! För ett hållbart Sverige. Betänkande av Biogasmarknadsutredningen (SOU 2019:63). 2019.  
<https://data.riksdagen.se/fil/15ECB557-01B7-4E49-ACFC-5795E02B2BC6> (hämtad 2020-02-01)
- Tiktak, W.J. *Management of PEM Electrolysis - A study on the potential of excess heat from medium to large scale PEM electrolysis and the performance analysis of a dedicated cooling system*. 2019.
- Trelleborg Kommun. *Trelleborg blir första staden i ny vätgaskorridor*. Trelleborg Kommun, u.d. <https://www.trelleborg.se/nyheter/trelleborg-blir-forsta-staden-i-ny-vatgaskorridor/> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Trelleborgs Fjärrvärme. *Fjärrvärme – trygghet, bekvämlighet och miljönytta!*. Trelleborgs Fjärrvärme, u.d. <https://trelleborgsfjarrvarme.se/> (Hämtad den 8 januari 2021)
- Uniper AB. Öresundsverket. *Uniper AB*.  
<https://web.archive.org/web/20180224162449/https://www.uniper.energy/sverige/reservkraft/oresundsverket> (Besökt 2020-12-17)
- U.S Department of Hydrogen. *Hydrogen Program Plan*. U.S Department of Hydrogen, 2020.
- Via TT. Svenska kraftnät har förstärkt störningsreserven. *Via TT*. 2019.  
<https://via.tt.se/pressmeddelande/svenska-kraftnat-har-forstarkt-storningsreserven?publisherId=3235391&releaseId=3255992> (Besökt 2020-12-13)
- Qvist Consulting Ltd. *Modellering av svensk elförsörjning – Teknisk underlagsrapport*. Qvist Consulting Ltd, 2020.
- Wang, A., Leun, K., Peters, D., & Buseman, M. *European Hydrogen Backbone - How a dedicated hydrogen infrastructure can be created*. Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, Teréga, 2020.
- Weidner, E. et. al.. *Global deployment of large capacity stationary fuel cells*. Weidner, E. et. al., 2019.
- Yang, C och J Ogden. Determining the lowest-cost hydrogen delivery mode. *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (2007): 268-286.

## 7 Appendix

### 7.1 STÖDTJÄNSTER FÖR BALANSKRAFTSMARKNADEN

Den balansering som sker mellan användning och produktion inom timmen, företrädesvis på sekundnivå, kallas "stödtjänster" eller "systemtjänster". Stödtjänster är ett samlingsnamn på funktioner som är nödvändiga för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Exempel på sådana stödtjänster är frekvensreglering, inklusive rotationsenergi (svängmassa) och spänningsreglering.

#### *Rotationsenergins funktion*

Rotationsenergi (svängmassa) uppfyller en viktig funktion i elsystemet och är central för att upprätthålla ett stabilt kraftsystem. Om en situation skulle uppstå med en plötslig bortkoppling av, exempelvis, ett stort kärnkraftverk måste detta ersättas momentant (millisekunder) med annan produktion. Det finns ingen egentlig upplagrad energi i själva elnätet (ledning, transformatorer), men den energi som finns tillgänglig är rotationsenergi i roterande synkrongeneratorer (starkt kopplade till elnätet) med kopplade axlar och turbiner (dvs svängmassa). När denna plötsliga bortkoppling uppstår ersätts därmed, i praktiken, elproduktionen från ett kärnkraftverk med extra bidrag från samtliga roterande synkrongeneratorer i Sverige, Norge, Finland och Danmark (i detta fall specifikt Själland). En viktig poäng är att det inte är rotationsenergin i sig som är behovet, utan systemets förmåga att hålla frekvensen stabil. Och ju mindre rotationsenergi som finns tillgänglig i våra kraftverk, desto mer välutvecklade tjänster och andra åtgärder behövs för frekvenshållning.

#### *Frekvens*

Det finns fem olika balanskraftsmarknader, FFR, FCR-N, FCR-D, aFRR och mFRR som alla har olika roller för att upprätthålla frekvensen till 50,0 Hz. FFR (Fast Frequency Reserve) är en ny reserv som introducerades under maj 2020. Dess syfte är att kompensera för timmar med låg rotationsenergi i elsystemet, vilket normalt brukar vara kvällar och nätter på vardagarna samt alla timmar på helgerna. Detta gäller för närvarande endast under sommarmånaderna. Den här reserven kännetecknas framförallt av dess snabba aktiveringstid som ska ske på omkring en sekund.

FCR (Frequency Containment Reserve) är frekvenshållningsreserver och levereras av anläggningar som själva känner av frekvensavvikelse och ändrar sin uteffekt därefter. De delas in i FCR-N (Normal) som aktiveras inom frekvensbandet 49,9–50,1 Hz, och FCR-D (Disturbance) som aktiveras vid en frekvens under 49,9 Hz. FCR-N är en symmetrisk produkt vilket innebär att den ska kunna reglera både upp och ned. FCR-D finns idag endast för uppreglering, dvs vid behov då en större produktionsenhet eller import faller bort. Det kommer även i årsskiftet 2021/2022 att införas en FCR-D för nedreglering.

FRR (Frequency Restoration Reserve) är frekvensåterställande reserver vars uppgift är att återställa frekvensen till 50,0 Hz efter en störning. Den delas in i automatisk FRR (aFRR) som aktiveras via en central styrsignal, och manuell FRR



(mFRR) som aktiveras efter begäran från Svenska kraftnät. För specifikationer för samtliga reserver se Tabell 9.

**Tabell 9: Specifikationer för de olika reserverna**

Reserv	FFR	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR
<b>Volymkrav</b>	0–300 MW för Norden	ca 200 MW för Sverige	Ca 400 MW för Sverige	Ca 150 MW för Sverige	Ingen definierad volym
<b>Minsta budstorlek</b>	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	5 MW	10 MW (5 MW i SE4)
<b>Upp/ned</b>	Uppreglering	Symmetrisk produkt	Uppreglering vid låg frekvens	Behov av reglering uppåt och nedåt men separata bud	Historiskt sett inte problematiskt med nedreglerings bud (hög frekvens)
<b>Aktivering</b>	1.3 s vid 49,7 Hz 1.0 s vid 49,6 Hz 0.7 s vid 49,5 Hz	Aktiv +/- 0,1 Hz Inom 180 sekunder	Aktiv under 49,9 Hz Inom 30 sekunder	Återställer FCR-N Inom 120 sekunder	Köps efter behov Inom 15 minuter

### Spänning

Förutom frekvenshållning är även spänningshållning en viktig systemtjänst för ett drift- och leveranssäkert elsystem. Spänningen i kraftsystemet regleras genom tillförsel eller uttag av reaktiv effekt. Genom att öka eller minska den reaktiva effekten upprätthåller man således rätt spänning i elnätet. Idag är det vattenkraften och kärnkraften som bidrar med reaktiv effekt på stamnätsnivå vilket också kommer spänningshållningen i de underliggande region- och lokalelnäten till godo. I framtiden kan sannolikt även andra kraftslag bidra.

## Sökord

Biogas

Elektrolys

Elnät

Elproduktion

Elsystem

Energigas

Fjärrvärme

Flexibilitet

Gasnät

Gaspanna

Gasturbin

Kraftvärme

Metanisering

Naturgas

Restvärme

Sektorkoppling

Vätgas



# SEKTORKOPPLING FÖR ETT MER EFFEKTIVT ENERGISYSTEM

Här har man utrett vilka systemvinster och synergier som kan skapas genom en bättre samverkan och integrering av energiinfrastruktursystemen el, gas och fjärrvärme i så kallade sektorkopplingar.

En sektorkoppling är teknik som kopplar ihop minst två energisystem och som omvandlar en energibärare till en annan. Sex olika sektorkopplingar har analyserats gällande tekniska möjligheter och förmåga, kostnader och lönsamhet, institutionella barriärer och viktiga påverkansfaktorer.

Resultaten av den här förstudien visar att elproduktion genom vätgas ser ut att vara tekniskt möjligt och har potential, men att nuvarande kostnader påverkar lönsamheten negativt och hindrar en sektorkoppling. Balansreglering genom elektrolysörer, då vätgas och syrgas tillverkas med hjälp av elektrisk energi och vatten, ser ut att ha goda förutsättningar både nu och i framtiden. Att ta vara på restvärme från vätgasproduktion med elektrolysörer har goda ekonomiska förutsättningar. Däremot bedöms sektorkopplingarna gasturbiner för elsystemet, gaspannor i fjärrvärmesystem och gaseldad kraftvärme bli mer gynnsamma senare.

Förstudien ger också flera förslag på vidare forsknings-, utvecklings- och demonstrationsprojekt som ser till en ökad sammankoppling av hela energisystemet.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)