

# Implementering av vätgaslagring i anslutning till havsbaserad vindkraft

En tekno-ekonomisk analys om förutsättningarna för vätgas som energilager i ett framtida elsystem

Av Mikael Moritz och Olof Taddesse  
8 augusti 2024

Examensarbete 2024



**LUND UNIVERSITY**

Handledare: Max Åhman

Examinator: Karin Ericsson

Föreliggande examensarbete på civilingenjörsnivå har genomförts vid Avd. för Miljö- och energisystem, Inst för teknik och samhälle, Lunds Universitet - LTH samt vid Eolus Vind AB i Malmö.Handledare på Eolus Vind AB: Linnéa Hulting; handledare på LU-LTH: universitetslektor Max Åhman; examinator på LU-LTH: universitetslektor Karin Ericsson.

© Mikael Moritz och Olof Taddesse 2024  
Avdelning för miljö- och energisystem  
Institutionen för teknik och samhälle  
Lunds Universitet - Lunds Tekniska Högskola

ISSN: 1102-3651  
ISRN: LUTFD2/TFEM—24/5217—SE+(1-100)  
Lund 2024



## Förord

Detta examensarbete genomfördes under vårterminen 2024 som avslutande del av vår civilingenjörsutbildning i Ekosystemteknik vid Lunds universitet, tekniska högskolan. Rapporten utfördes under handledning av avdelningen för miljö- och energisystemstudier i samarbete med Eolus Vind AB i Malmö.

Först och främst vill vi uttrycka vår djupa uppskattning för den vägledning vi fått från våra handledare Max Åhman på LTH och Linnéa Hulting på Eolus. Ert stöd och värdefulla insikter har hjälpt oss att forma detta arbete från start till slut. Vidare vill vi tacka doktorand Hannes Sonnsjö som med stort engagemang och expertis hjälpte oss att hitta rätt bana i början av detta arbete. Vi vill även tacka vår examinator Karin Ericsson för kommentarer på arbetet och för att tagit sig tiden att läsa.

Under tiden i Lund har vi haft möjlighet att träffa fantastiska vänner, som vi är väldigt tacksamma över. Ni har förgyllt studietiden och gjort denna period minnesvärd. Ett stort tack även till våra familjer för ert ständiga stöd genom både framgångar och motgångar.

För arbetets skull vill vi belysa några personer extra. Gustav Johansson för kloka råd och insikten över att inte göra saker svårare än de är. Magnus Öljemark och Ture Moritz för att ni bidrog med ett annat perspektiv och Nathalie Tidstedt för väl ställd fråga, utan den skulle arbetet troligtvis sett annorlunda ut.

## Abstract

This thesis investigates the techno-economic feasibility of integrating hydrogen storage systems with offshore wind farms in the Swedish energy market. As Sweden transitions towards a more renewable energy system, the variability of wind power generation presents challenges for grid stability and the electricity market. Hydrogen storage offers a potential solution by converting excess wind energy into hydrogen through electrolysis, which can then be stored and later converted back to electricity.

Our study addresses key questions regarding the feasibility of producing hydrogen for energy storage under various market scenarios and the profitability of generating electricity only. It also explores how different configurations of electrolyzers, storage size, and gas turbines affect the profitability of a hydrogen storage system and identifies the most favourable setups.

The analysis is based on a case study of a hypothetical offshore wind farm in southern Sweden (SE4), where both electricity and hydrogen are produced. Additionally, a model is developed to illustrate how the amount of wind power in the electricity mix affects price volatility.

The results indicate that the economic viability of hydrogen storage systems is highly dependent on specific market conditions. Among the scenarios proposed by the Swedish Energy Agency, only the *Higher Electrification* scenario demonstrates consistent positive outcomes, particularly in the year 2050. Conversely, in the *Sensitivity Case Industry* and *Lower Electrification* scenarios, it is generally more profitable to sell electricity directly, except in 2050, where certain configurations yield successful systems. The optimal configuration, which maximises operating hours and minimises risk, consists of a 2:3 ratio of electrolyzers to gas turbines with a storage capacity of 6% of the annual hydrogen production.

**Nyckelord:** Havsbaserad vindkraft, Vätgaslagring, Tekno-ekonomisk analys, Framtida elsystem, Elektrolys, LCOE (Levelized Cost of Energy), Vätgasproduktion, Gasturbin, Elprisvolatilitet, Förnybar energi

# Innehåll

<b>Förord</b>	<b>i</b>
<b>Abstract</b>	<b>ii</b>
<b>Figurer</b>	<b>v</b>
<b>Tabeller</b>	<b>vi</b>
<b>Introduktion</b>	<b>1</b>
1.1 Introduktion . . . . .	2
1.2 Syfte, mål och frågeställning . . . . .	2
1.3 Avgränsningar . . . . .	3
<b>Bakgrund</b>	<b>4</b>
2.1 Elsystemet . . . . .	5
2.2 Svenska elsystemet år 2023 . . . . .	6
2.3 Svenska elsystemet idag till 2050 . . . . .	7
2.4 Elmarknaden . . . . .	10
2.5 Vätgas . . . . .	12
<b>Metod</b>	<b>14</b>
3.1 Vind- och vätgassystemet . . . . .	15
3.2 Kostnadsanalys av systemet . . . . .	17
3.3 Statistisk modell för beräkning av framtida elpriser . . . . .	19
3.4 Lönsamhetsberäkning . . . . .	23
3.5 Optimering . . . . .	26
3.6 Jämförelse med vindkraftsparken . . . . .	27
<b>Resultat</b>	<b>28</b>
4.1 Lönsamhet för olika konfigurationer . . . . .	29
4.2 Känslighetsanalys - förändrade prisimuleringar . . . . .	32
4.3 Parameteranalys . . . . .	33
4.4 Jämförelse med vindkraftsparken . . . . .	34
<b>Analys</b>	<b>36</b>
5.1 Resultatanalys . . . . .	37
5.2 Känslighetsanalys . . . . .	38
5.3 Felkällor och osäkerheter . . . . .	41
<b>Diskussion och slutsats</b>	<b>43</b>
6.1 Diskussion . . . . .	44
6.2 Slutsats . . . . .	45
<b>Referenslista</b>	<b>46</b>

<b>Bilaga A - Tekniska beskrivningar</b>	<b>51</b>
6.3 Alkalisk elektrolys(AEC) . . . . .	51
6.4 Protonledandemembran-elektrolys . . . . .	51
6.5 Lined Rock Cavern . . . . .	52
6.6 Bränsleceller . . . . .	54
6.7 Gasturbiner . . . . .	55
6.8 Vindpark . . . . .	56
6.9 Övriga kostnader och parametrar . . . . .	57
<b>Bilaga B - Kod</b>	<b>58</b>
6.10 Statistisk modell för simulering av elpris . . . . .	58
6.11 Optimering av konfiguration . . . . .	63
6.12 Lönsamhetsberäkningar för fast konfiguration . . . . .	72
6.13 Simuleringar . . . . .	82
<b>Bilaga C - Tabeller och resultat</b>	<b>89</b>
6.14 Simuleringsresultat för Optimal konfiguration . . . . .	89
6.15 Simuleringsresultat för konfiguration Högst intäkter . . . . .	90
6.16 Simuleringsresultat för konfiguration Högst LCOE . . . . .	91

## Figurer

1	Tidsserier över svensk kraftproduktion sedan år 1974 (SCB, 2024b) . . . . .	6
2	Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion sedan år 1974 (SCB, 2024b) . . . . .	7
3	Import och export av el sedan år 1990 (SCB, 2024b) och (SCB, 2023) . . . . .	7
4	Framtida scenarion för elsystemet fram till år 2050 (Energimyndigheten, 2023b) . . . . .	8
5	Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario <i>Högre elektrifiering</i> . . . . .	8
6	Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario <i>Lägre elektrifiering</i> . . . . .	9
7	Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario <i>Känslighetsfall industri</i> . . . . .	10
8	Stilistisk bild av svenska delmarknader (Svenska kraftnät, 2024g) . . . . .	10
9	Totala vätgasanvändning från 70-talet till 2018 . . . . .	12
10	Schematisk bild över vind- och vätgasset . . . . .	15
11	LCOE för systemet som funktion av användningstimmar för elektrolysörer och gasturbin. . . . .	19
12	Standardavvikelsen av elpriset och vindkraftproduktion för SE4 varje månad sedan 2015 (ENTSO-E, 2024) . . . . .	20
13	Elpriset år 2023 i SE4 (ENTSO-E, 2024) . . . . .	22
14	Simulerat elpris för scenario HE i SE4 år 2050 samt jämförelse med år 2023 . . . . .	23
15	En primitiv modell som visar hur produktionstimmar beräknas med hjälp av LCOE . . . . .	24
16	LCOE för vätgasset när årstrend för elpriset används. . . . .	24
17	En schematisk bild över metoden. . . . .	25
18	Visar lagervolymen för tre olika konfigurationer under testfallet <i>Högre elektrifiering</i> 2050 . . . . .	30
19	Inkomster från vätgasset för tre olika konfigurationer under testfallet HE 2050. . . . .	30
20	Vätgasvolymerna i lagret för fem testfall, HE 2040–2050, LE 2050 och KI 2050. . . . .	31
21	Simulerat elpris för scenariot HE 2040, med OK-konfigurationen. . . . .	32
22	Intäkter som OK-konfigurationen genererar för de fem olika testfallen över ett år . . . . .	32
23	LCOE som funktion av installerad effekt på gasturbiner och elektrolysörer . . . . .	33
24	LCOE som en funktion av effekten på gasturbinerna ( $P_G$ ). . . . .	34
25	Jämförelse av intäkter för vindkraftsparken med eller utan vätgasset i Md- respektive Mn kr . . . . .	35
26	Trendlinje över kostnaden per $\text{m}^3$ för två olika kostnadsområden. . . . .	54
27	Resultat ifrån OLS-regression på standardavvikelse och vindkraftproduktion . . . . .	88

# Tabeller

1	Summering av regression . . . . .	20
2	Koefficienter från regression . . . . .	20
3	Beräknad medelstandardavvikelse för olika testfall . . . . .	21
4	Medelpris för varje scenario (Energimyndigheten, 2023b) . . . . .	22
5	Tre olika konfigurationer för vätgassystemet och antal lönsamma utfall. . . . .	29
6	Investeringskostnad för OK, HI, och HL . . . . .	29
7	Produktionstimmar för elektrolysörer och gasturbiner för OK. . . . .	31
8	Jämförelse av medelvärden för 1 000 simuleringar av konfiguration OK, HI, och HL . . . . .	33
9	LCOE för varje del i systemet (öre/kWh) samt drifttimmar och lagerstorlek. . . . .	38
10	Visar tre varianter av OK. Notera att värden är ett genomsnitt för de lönsamma utfallen. . .	39
11	Jämförelse av medelvärden för 1 000 simuleringar av konfiguration OK, 2OK, och 3OK . . . .	39
12	Summering av regression . . . . .	40
13	Koefficienter från regression . . . . .	40
14	Jämförelse av lyckade utfall mellan originalmodellen och känslighetsfall. . . . .	40
15	Specifikationer för alkalisk elektrolys idag och olika förväntningar inför framtiden. . . . .	51
16	Specifikationer för PEMEC idag och olika förväntningar inför framtiden. . . . .	52
17	Kostnader för olika LCR lager med varierade tryck och storlek. . . . .	53
18	Investeringskostnader (CAPEX) för havsbaserad vind givet i £/MW . . . . .	56
19	Drift- och underhållskostnader (OPEX) för havsbaserad vind givet i Mn kr/MW per år. . . .	56
20	Övriga kostnader och parametrar använda i rapport . . . . .	57
21	Intäktsresultat för 1 000 simuleringar av Optimal konfiguration i Mn kr . . . . .	89
22	LCOE resultat för 1 000 simuleringar för Optimal konfiguration i öre/kWh . . . . .	89
23	Återbetalningstid för 1 000 simuleringar för Optimal konfiguration i år . . . . .	89
24	Intäktsresultat för konfiguration Högst intäkter i Mn kr . . . . .	90
25	LCOE resultat för konfiguration Högst intäkter . . . . .	90
26	Återbetalningstid för 1 000 simuleringar för Högst intäkter i år . . . . .	90
27	Intäktsresultat för konfiguration Högst LCOE . . . . .	91
28	LCOE för konfiguration Högst LCOE . . . . .	91
29	Återbetalningstid för konfiguration Högst LCOE . . . . .	91

## Förkortningar

**SvK** - Svenska Kraftnät

**SE1** - Elområde Luleå

**SE2** - Elområde Sundsvall

**SE3** - Elområde Stockholm

**SE4** - Elområde Malmö

**LCOE** - Levelized cost of energy

**LCOH** - Levelized cost of hydrogen

**CAPEX** - Capital expenditures

**OPEX** - Operational expenditures

**LRC** - Lined Rock Cavern

**AEC** - Alkaline Electrolysis Cell

**PEM** - Proton Exchange Membrane

**HE** - Högre elektrifiering

**LE** - Lägre elektrifiering

**KI** - Känslighetsfall industri

**OK** - Optimal konfiguration

**HI** - Högst intäkter

**HL** - Högst LCOE

**USD** - Amerikansk dollar

## Symboler

$t$  - Timme

$m$  - Månad

$y$  - År

$p(t)$  - Spotpriset, öre/kWh

$V(t)$  - Volym, m<sup>3</sup>

$P_V$  - Effekt vindkraftspark, MW

$P_E$  - Installerad effekt elektrolysör, MW

$P_G$  - Installerad effekt gasturbiner, MW

$LG$  - Lägre gräns, öre/kWh

$HG$  - Högre gräns, öre/kWh

$\mu$  - Väntevärde eller verkingsgrad

std - Standardavvikelse, öre/kWh

$V_{ind}$  - Vindkraftproduktion

$LF$  - Lagerförhållande

$r$  - Diskonteringsränta

$n$  - Livstid

$K_{V_{ind}}$  - Koefficient

$m_H$  - Årsproduktionen av elektrolysörerna, kg

$\rho_{H_2 300bar}$  - Densitet av vätgas vid 300 bar, kg/m<sup>3</sup>

$h_E$  - Drifttimmar elektrolysörer

$h_G$  - Drifttimmar gasturbiner

$Ph_E$  - Produktionshastighet elektrolysörer, kg H<sub>2</sub>/h

$Ph_G$  - Vätgaskonsumtion gasturbiner, kg H<sub>2</sub>/h

$E_{H_2}$  - Energi-innehåll i vätgas, kWh/kg

$E_t$  - El under året, kWh

$E_G$  - Elproduktion av gasturbiner, kWh

# Kapitel 1

## Introduktion



Foto: Magnus Öljemark



## 1.1 Introduktion

Konsekvenserna av klimatförändringarna är en fråga som har präglat det nya millenniet. Utmaningen med att sänka utsläppen av växthusgaser och minska utarmningen av jordens resurser är en av de största människan har ställts inför. Övergången till ett fossilfritt energisystem är direkt avgörande för omställningen till ett mer hållbart samhälle. I Sverige är målet att ha ett 100 % fossilfritt elsystem till år 2040 (Regeringen, 2023), och med dagens elmix uppfyller Sverige nästan detta mål. Av de cirka 163 000 GWh el som Sverige producerade under 2023 var det endast tre GWh som producerades med fossila bränslen (SCB, 2024b).

I takt med att olika delar av samhället elektrifieras ökar behovet av elektricitet, enligt Energimyndighetens rapport *Scenarier över Sveriges energisystem 2023*. Elbehovet i landet förväntas öka från 135 TWh år 2020 till mellan 228 och 349 TWh år 2050 (Energimyndigheten, 2023b). Det är främst satsningar inom industrin som driver dessa förändringar, inklusive stora projekt för fossilfritt stål, batterifabriker och fortsatt tillväxt av datacenter. Som konsekvens krävs en kraftig utbyggnad av kraftproduktionen. Det kraftslag som förväntas öka mest är vindkraften, där andelen vindkraft i elmixen ökar i samtliga scenarion och år 2050 står den för cirka 50 % av kraftproduktionen (Energimyndigheten, 2023b).

Med mer variabel kraft i systemet blir det vanligare med stora variationer i effektilförsel. Det leder till en energimarknad som uppvisar mer volatila elpriser, speciellt i områden med lite reglerkraft som i prisområde Malmö (SE4). Vid bra vindförhållanden sjunker elpriset, ibland till och med till negativa nivåer, medan priserna ökar vid sämre vindförhållanden. Lösningar som energilagring kan därför bli aktuella för att stabilisera elnätet och jämna ut pristoppar. En energilagringsteknik är att lagra vätgas, där vätgas produceras genom elektrolys vid låg efterfrågan på el för att sedan omvandlas tillbaka till el vid hög efterfrågan. Eftersom elpriset är lågt vid användning och högt vid försäljning så fungerar detta som en typ av arbitragehandel, där prisskillnaden för samma produkt utnyttjas.

## 1.2 Syfte, mål och frågeställning

Syftet med vårt arbete är att analysera vilka av Energimyndighetens marknadsscenarier som möjliggör ett lönsamt energilager i form av ett vätgaslagringssystem. Arbetet ska också undersöka hur ett sådant vätgassystem kan se ut. För examensarbetet finns det två övergripande frågeställningar som utgör ramen för projektet:

- Vid vilka marknadsscenarier är det lönsamt att med hjälp av havsbaserad vindkraft producera vätgas för ett energilager, och när är det mer lönsamt att enbart generera elektricitet?
- Hur påverkar konfigurationen av elektrolysörer, lagerstorlek och gasturbiner lönsamheten för ett vätgaslagringssystem, och vilka uppsättningar är mest gynnsamma?

Som grund för analysen används en fallstudie med en hypotetisk havsbaserad vindpark i SE4, där både el och vätgas ska produceras. Vidare byggs en modell för hur mängden vindkraft i elmixen påverkar volatiliteten av elpriset.

Målet med vårt projekt är att svara på frågeställningarna och öka förståelsen för vad som krävs för att kunna implementera kombinerad el- och vätgasproduktion.

### 1.3 Avgränsningar

Den hypotetiska vindkraftsparken med vätgaslagringssystemet antas tas i bruk mellan 2030 och 2040, varvid förväntade framtida kostnader och tekniska parametrar kommer användas i högsta möjliga grad. Marknadsscenarion som används för att uppskatta framtida elspotpriser utgår från Energimyndighetens prognos från 2023. Vidare undersöks enbart arbitragehandel och inte lönsamhet som kan komma från exempelvis stödtjänster, störningsreserv eller en eventuell kapacitetsmarknad. Elen som används för arbitragehandel via vätgasystemet kommer enkom från den hypotetiska vindkraftsparken och importeras inte från elnätet. Vidare sker handeln enbart i SE4.

# Kapitel 2

## Bakgrund



Foto: Olof Taddesse

## Bakgrund

Kapitel två ger bakgrundsinformation till arbetet. Kapitel börjar med att beskriva det svenska elsystemet både idag och i framtiden för att sedan ge en teknisk bakgrund till elmarknaden och vätgas.

### 2.1 Elsystemet

Elsystemet är ett helhetsbegrepp som innefattar samspelet mellan alla de komponenter som interagerar med tillförseln, distributionen och konsumtionen av el. El är en färskvara som måste användas i samma stund som den produceras, detta innebär att produktion och konsumtion alltid måste vara i balans. För att upprätthålla balansen krävs det en kombination av fungerande infrastruktur och systemansvariga. Det svenska elsystemet är uppdelat i fyra elområden, elområde Malmö (SE4), Stockholm (SE3), Sundsvall (SE2) och Luleå (SE1).

#### Systemansvarig

Systemansvarig, även kallad TSO (Transmission system operator), ansvarar för att elen som distribueras genom kraftnätet gör det på ett hållbart, säkert och kostnadseffektivt sätt (Svenska kraftnät, 2024i). Detta görs främst genom att upprätthålla effektbalansen i systemet, det innebär att se till att konsumtion och produktion av el alltid står i balans. I Sverige är det Svenska Kraftnät (SvK) som är systemansvarig.

#### Kraftnätet

Kraftnätet transporterar och distribuerar el från producenter till konsumenter. Kraftnätet är uppbyggt i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät. Transmissionsnätet förvaltas och utvecklas av SvK och utgör ryggraden av det svenska kraftnätet. Sverige tillhör det nordiska synkronområdet och har växelströmsförbindelser till de nordiska länderna. För förbindelser utanför synkronområdet används likströmskablar som går till Tyskland, Litauen och Polen (Svenska kraftnät, 2023b).

Ett välutbyggt kraftnät gör det lättare att transportera mycket el över långa distanser. Det innebär att produktion och konsumtion inte behöver ske på samma plats. I Sverige sker större delen av kraftproduktionen i SE1, medan merparten av konsumtionen sker i SE3 och SE4 (SCB, 2024a). Om överföringskapaciteten sjunker ökar behovet av självförsörjning inom landets regioner.

#### Kraftsystemstabilitet

Kraftsystemets funktion är att på ett säkert sätt överföra el från producenter till elanvändare. För att kunna göra detta behöver kraftsystemet vara stabilt. Ett stabilt system gör att användarna kan utforma och dimensionera verksamhet och utrustning på bästa sätt. Tre områden som är av vikt är: effekstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet.

Effekstabilitet innebär att tillförseln av el hela tiden möter efterfrågan på el, om detta inte kan ske uppstår effektbrist. Effektbrist inträffar oftast under perioder med hög konsumtion i kombination med lägre produktion, till exempel vid vindstilla perioder under kalla vintrar. Effektbrist leder till problem; antingen måste man importera el från andra platser, eller så riskerar man strömavbrott (Energimyndigheten, 2024).

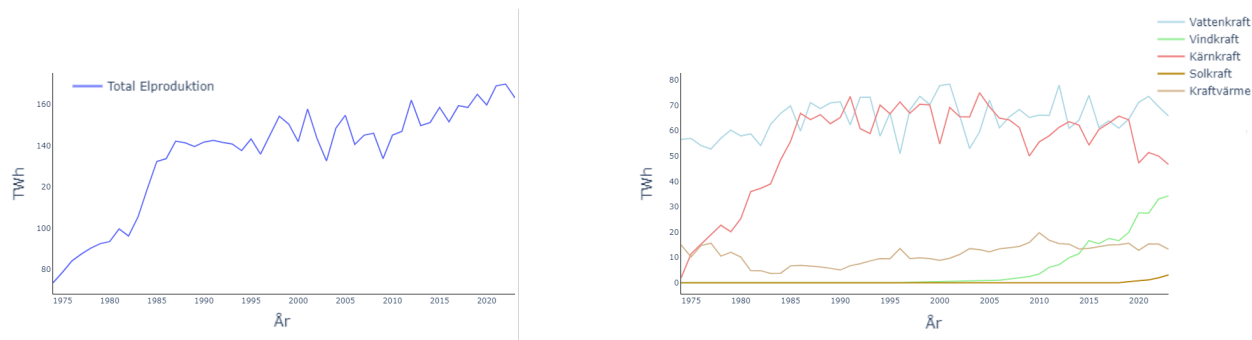
Frekvensstabilitet innebär att frekvensen inom elsystemet hålls stabil inom den nominella frekvensen, i Sverige är den 50 Hz och får avvika med  $\pm 0,1$  Hz (Svenska kraftnät, 2024e). All tillförsel av el innebär en ökning i frekvens, medan användning eller produktionsbortfall innebär en sänkning (Svenska kraftnät, 2024b). Om frekvensen avviker för mycket kan det leda till störningar eller skador på utrustning och i värsta fall systemkollaps.

Spänningsstabilitet handlar om att hålla spänningsnivån inom acceptabla gränser och kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter en störning. För hög spänning kan orsaka skador på både utrustning och människor, medan för låg kan medföra ökade överföringsförluster och ökad risk för spänningskollaps. Spänningsnivåerna i systemet styrs främst av ut- och inmatningar av reaktiv effekt (Svenska kraftnät, 2024j).

Ett elsystem med stor utbyggnad av variabel kraft är mer sårbart mot störningar i ovannämnda saker och är därav mindre stabilt. Metoder för att öka planerbarheten i systemet krävs därför för att undgå denna problematik. Vilket potentiellt kan ske genom energilagring.

## 2.2 Svenska elsystemet år 2023

Under år 2023 producerade Sverige cirka 163 TWh el, vilket är en minskning från föregående år med 4 procent. Vattenkraften producerade mest el av alla kraftslag med 66 TWh, en minskning på ca 6 procent från 2022, även kärnkraften minskade sin produktion, det med ca 7 procent. De förnybara kraftslagen samt kraftvärmen ökade alla sin produktion jämfört med år 2022, störst procentuell ökning gjorde solkraften som ökade från 1,9 TWh till 3 TWh (Energimyndigheten, 2023a). Figur 1 visar produktionen över tid samt en uppdelning per kraftslag.

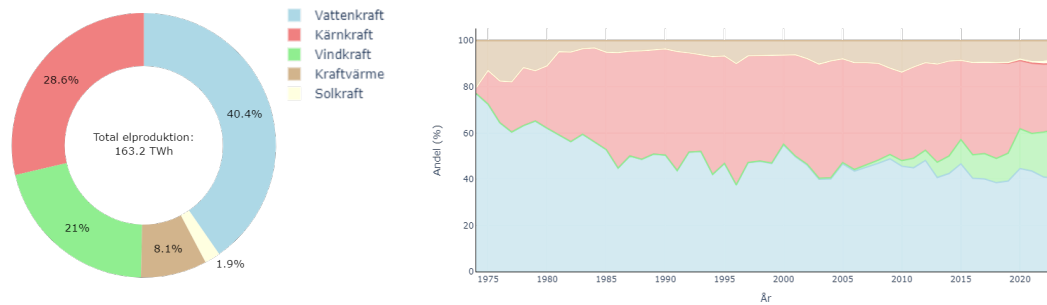


(a) Svensk kraftproduktion sedan år 1974

(b) Svensk kraftproduktion per kraftslag sedan år 1974

**Figur 1:** Tidsserier över svensk kraftproduktion sedan år 1974 (SCB, 2024b)

Totalt stod vatten- och kärnkraften för ca 75 procent av den svenska kraftproduktionen, andelen vatten- och kärnkraft i elsystemet har under de senaste åren minskat i takt med att framför allt vindkraften byggts ut (Energimyndigheten, 2023a). Figur 2 på nästa sida visar fördelningen av kraftslag inom elproduktion samt en ögonblicksbild för år 2023.

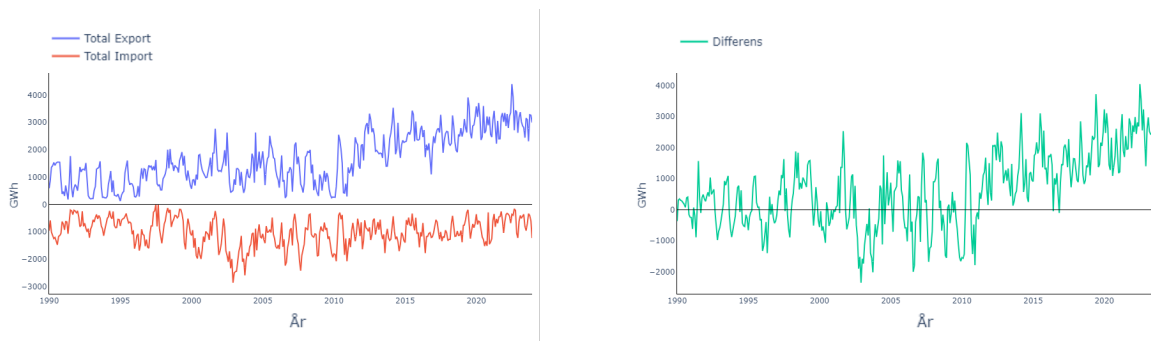


(a) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion år 2023

(b) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion sedan år 1974

**Figur 2:** Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion sedan år 1974 (SCB, 2024b)

Sverige var under år 2023 nettoexportör på 28,5 TWh. Jämfört med rekordåret 2022 minskade nettoexporten med 9 procent. En anledning till minskningen är att exporten till Finland minskade efter att kärnkraftverket Olkiluoto 3 påbörjade kommersiell drift i april 2023. Figur 3 visar månadsvis import och export av el sedan år 1990 (TVO Group, 2024).



(a) Import och export av el sedan år 1990

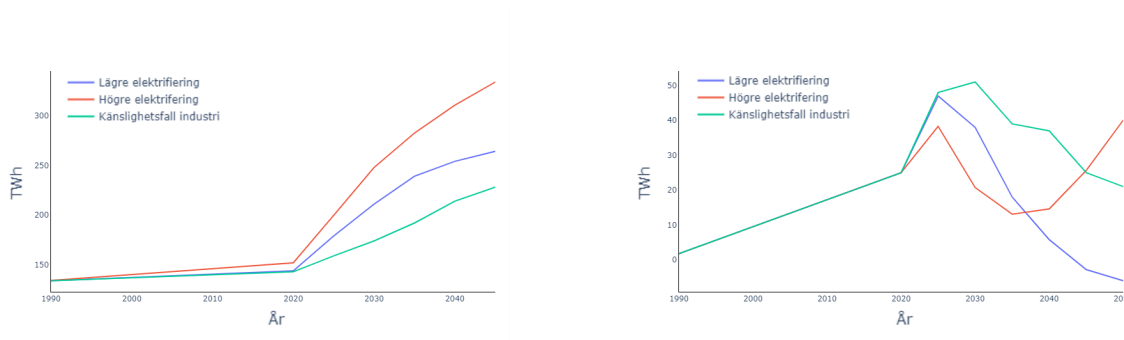
(b) Nettoexport av el sedan år 1990

**Figur 3:** Import och export av el sedan år 1990 (SCB, 2024b) och (SCB, 2023)

### 2.3 Svenska elsystemet idag till 2050

Den 13 mars år 2023 publicerade Energimyndigheten sin rapport *Scenarier över Sveriges energisystem 2023: Med fokus på elektrifieringen 2050* (Energimyndigheten, 2023b). I rapporten presenterar Energimyndigheten tre olika långtidsscenarier för hur det svenska energisystemet förändras vart femte år fram till 2050. Scenarierna är *Högre elektrifiering* (HE), *Lägre elektrifiering* (LE) och *Känslighetsfall industri* (KI), dessa representerar möjliga utfall för energisystemet beroende på politiska vägval och ekonomiska förutsättningar. I den här sektionen sker en redogörelse över scenarierna och viktiga punkter ifrån Energimyndighetens rapport, denna fungerar som källa om inget annat specificeras. I figur 4 syns produktion samt nettoexport av el fram till år 2050.





(a) Framtida elproduktion fram till år 2050

(b) Framtida nettoimport av el fram till år 2050

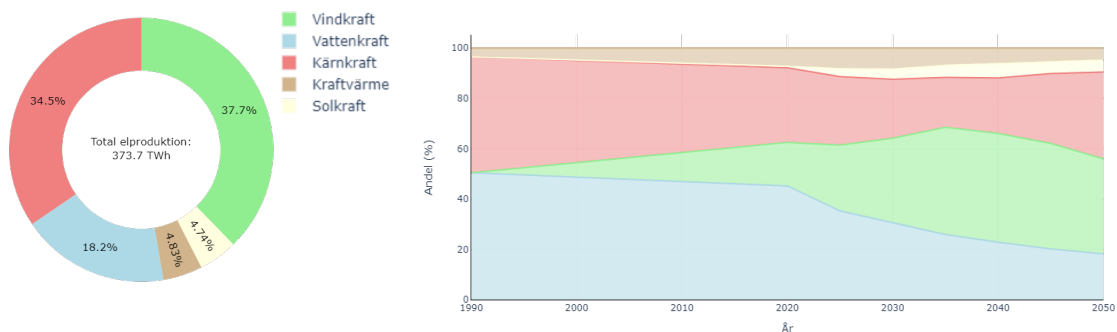
**Figur 4:** Framtida scenarion för elsystemet fram till år 2050 (Energimyndigheten, 2023b)

I samtliga scenarion ökar den svenska kraftproduktionen kraftigt och förväntas ligga mellan 248 TWh och 373 TWh. Stora omställningar inom industrin förväntas vara de mest drivande orsakerna till det ökade elbehovet. Exempelvis förväntas elbehovet för vätgas till industrin som produceras genom elektrolys vara mellan 22 till 100 TWh år 2050. Det är ett fåtal stora projekt som kommer att avgöra utformningen elsystemet i framtiden. I HE och KI förblir Sverige nettoexportörer av el fram till 2050.

### Högre elektrifiering

I *Högre elektrifiering*-scenariot (HE) antas samhället genomgå en expansiv elektrifiering av industri- och transportsektorn som en del av klimatomställningen. Elektrifieringen av industrisektorn drivs av branscher som antingen ställer om sin produktion eller etablerar nya elintensiva verksamheter. Detta är satsningar inom fossilfritt stål, elektrobränslen eller batterier. Problem kring ny elproduktion, elnät och material antas lösas samt projekt med koldioxidinfångning öka.

Inom transportsektorn byts bensinbilen ut mot eldrivna fordon och utbyggnad av nödvändig infrastruktur innebär ett ökat elbehov. Elanvändningen inom bostad och service förväntas också att öka, här är det elektrifieringen av arbetsmaskiner och ökad användning av datacenter som är den största orsaken. I figur 5 kan total kraftproduktion år 2050 samt fördelningen mellan de olika kraftslagen över tid avläsas.



(a) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion år 2050

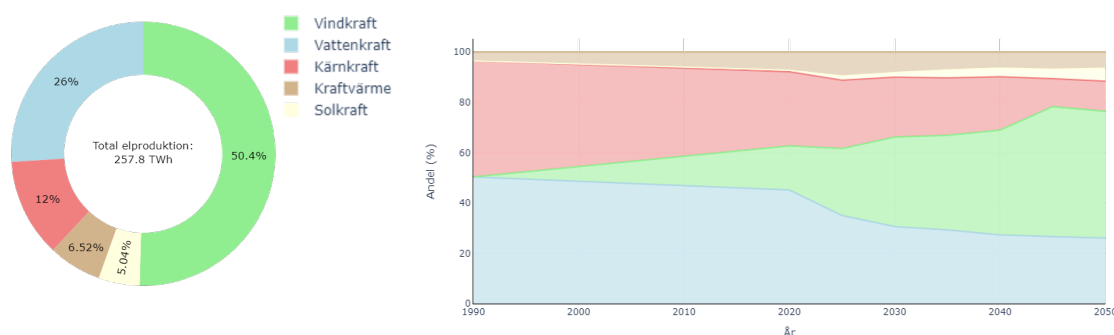
(b) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion till år 2050

**Figur 5:** Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario *Högre elektrifiering* (Energimyndigheten, 2023b)

I HE produceras det 373,7 TWh el i Sverige år 2050 där 72 procent av produktionen kommer ifrån vind- och kärnkraft. I HE går vindkraften om vattenkraften som Sveriges största kraftslag år 2030.

### Lägre elektrifiering

*Lägre elektrifiering*-scenariot (LE) utgår ifrån dagens styrmedel (30 juni 2022). Jämfört med HE uppstår det hinder för elektrifieringen fram till år 2030 som är kopplade till utbyggnaden av nätet och elproduktionen. I LE förblir utvinningen av järnmalm konstant vilket kräver mindre el för vätgasproduktion, vidare sjösätts färre projekt för elektrobränslen. För transportsektorn innebär scenariot en lägre elektrifieringsgrad av fordonsflottan jämfört med HE. I figur 6 kan total kraftproduktion år 2050 samt fördelningen av kraftslag inom produktionen över tid avläsas.



(a) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion år 2050

(b) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion till år 2050

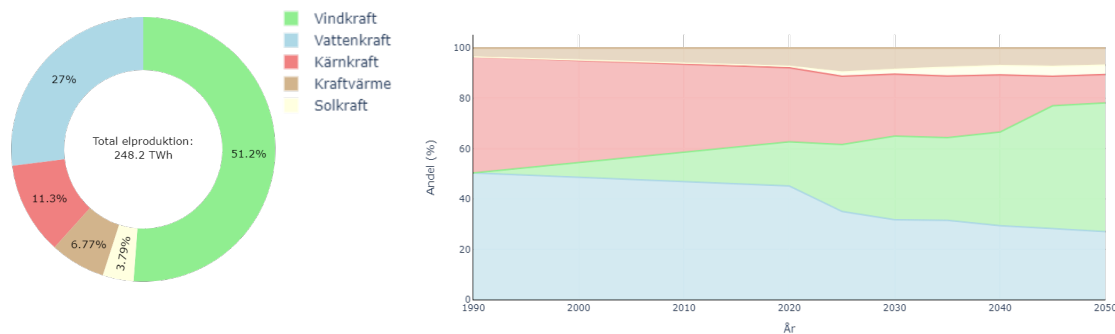
**Figur 6:** Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario *Lägre elektrifiering* (Energimyndigheten, 2023b)

I LE utgör vindkraften mer än hälften av de 257,8 TWh el som produceras i landet år 2050. Jämfört med HE sker ingen utbyggnad av kärnkraften i LE utan den minskar ifrån 47 TWh år 2020 till 31 TWh år 2050.

### Känslighetsfall industri

Scenario *Känslighetsfall industri* (KI) liknar LE men antar en lägre elektrifiering inom industrin. Skillnaden är att omställningsprojekt skjuts fram samt att tillkommande projekt är färre eller bara delvis genomförs. I figur 7 på nästa sida kan total kraftproduktion år 2050 samt fördelningen av kraftslag inom produktionen över tid avläsas.





(a) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion år 2050

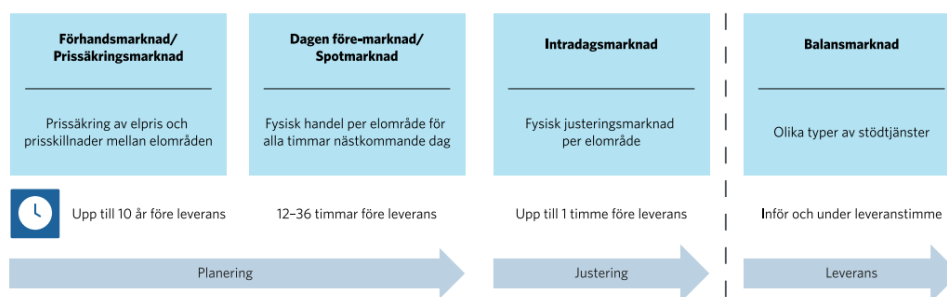
(b) Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion till år 2050

**Figur 7:** Fördelningen av kraftslag inom svensk kraftproduktion enligt scenario *Känslighetsfall industri* (Energimyndigheten, 2023b)

I scenario KI produceras 248,2 TWh el år 2050. Det är den lägsta årsproduktionen av samtliga scenarierna. Vind- och vattenkraften blir de dominerande kraftslagen och står tillsammans för 78,2 procent av produktionen där vindkraften står för 51,2 procent. Likt LE avvecklas kärnkraften i KI från 47 TWh år 2020 till 28 TWh år 2050.

## 2.4 Elmarknaden

Elmarknaden är där all handel av el sker, i Sverige och övriga Europa är elmarknaden avreglerad, vilket innebär fri konkurrens för all elhandel. Sverige är uppdelat i fyra elområden från elområde Luleå (SE1) i norr till elområde Malmö (SE4) i syd. Priserna mellan områdena kan skilja sig åt på grund av överföringsbegränsningar mellan dem. I Sverige är marknaden uppdelad i delmarknader som sker över olika tidsspann. Beroende på om det är på års- eller timbasis utformas de olika (Svenska kraftnät, 2024g).

**Figur 8:** Stilistisk bild av svenska delmarknader (Svenska kraftnät, 2024g)

### Dagen före-marknaden

Det största andelen av el handlas på dagen före-marknaden. Här budar marknadsaktörer (producenter, elhandlare och större konsumenter) om hur mycket el de kommer att producera respektive konsumera för varje timme nästa dygn. Budet innehåller en energimängd, pris samt budområde, all el säljs oberoende

av produktionsmetod. Klockan tolv dagen före leveransdagen sker en auktion där alla köp- och säljbud matchas. Priset bestäms då utbud och efterfrågan möts, detta pris kallas spotpriset. Spotpriset är ett exempel på marginalprissättning och bestäms utifrån produktionskostnaden för den sist sålda kilowattimmen (Svenska kraftnät, 2024a). Det är dagen före-marknaden som vår rapport undersöker för arbitragehandel via vätgassystemet.

### **Förhandsmarknaden och intradagmarknaden**

På förhandsmarknaden handlar aktörer med terminskontrakt. Ett terminskontrakt avser en mängd el för ett fast pris över en bestämd period, längden på kontrakten varierar men kan bli som längst 10 år. Förhandsmarknaden skapar förutsägbarhet för marknadsaktörer och skyddar mot svängningar i elpriset (Svenska kraftnät, 2024c).

På intradagmarknaden kan aktörer justera sin handel närmare in på den fysiska leveransen om de inte kan leverera enligt buden på dagen före-marknaden. Handel på sker under hela dygnet och stänger en timme innan leverans. Prissättningen på intradagmarknaden sker genom en pay-as-bid-princip, vilket innebär att producenten får betalt enligt budets pris oberoende av spotpriset (Svenska kraftnät, 2024d). Intradagmarknaden förväntas öka i framtiden eftersom producenter av intermittenta kraftslag har svårare att förutsäga hur mycket de kan buda på dagen före-marknaden. Detta skapar behov av justeringar på intradagmarknaden (Svenska kraftnät, 2024k). Trots förväntad tillväxt kommer vår rapport inte att ta hänsyn till denna marknad, eftersom den är svårare att prognostisera och för närvarande utgör en mindre del av marknaden.

### **Svenska kraftnäts reserver**

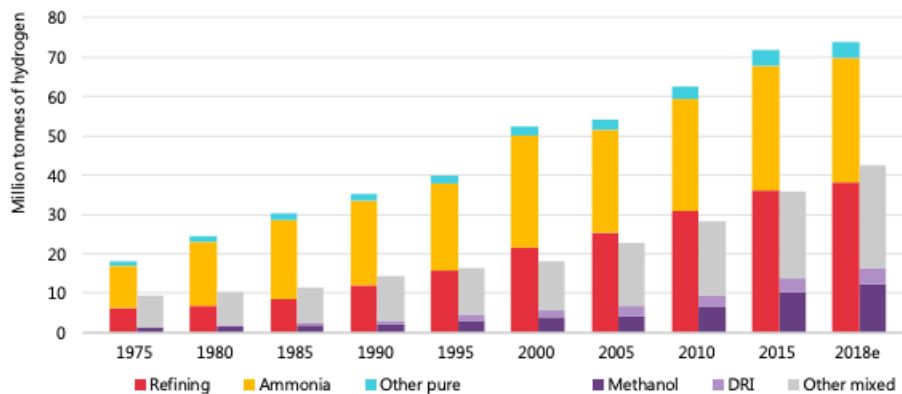
För att balansera och hantera störningar i kraftsystemet har SvK tillgång till olika typer av reserver som kan åtgärda eventuella problem. Dessa typer av tjänster upphandlar SvK från aktörer på elmarknaden främst via budgivning på balansmarknaderna. De reserver som köps på balansmarknaderna består till stor del av stödtjänster vars syfte är frekvensreglering. Dessa aktiveras inom en sekund till några minuter och ska kunna vara aktiva maximalt en timme (Svenska kraftnät, 2024h). Idag utgörs dessa främst av batterier som justerar produktion och konsumtion baserat på frekvensändringar, men rent hypotetiskt kan även elektrolysörer fungera för att reglera ned frekvensen genom att öka sin produktion (Edvall och L. Eriksson, 2022).

SvK köper även reserver med längre kontrakt, däribland störnings- och effektreserven. Störningsreserven finns i SE3 samt SE4 med en total effekt på 1 600 MW och består främst av gasturbiner som ska kunna aktiveras inom 15 minuter. Den aktiveras omedelbart vid oförutsedda händelser som tekniska fel eller plötsliga produktionsbortfall, exempelvis om en kärnkraftsreaktor kopplas bort. Effektreserven är istället en strategisk reservkapacitet om 562 MW och utgörs av Karlshamnsverket, som används vid förutsägbar effektbrist. Kostnaden för störnings- och effektreserven uppgick 2023 till 326 miljoner kr respektive 80 miljoner kr (Svenska kraftnät, 2023c).

SvK förutspår att effektbrist kommer att öka; redan 2027 kan effektbristen vara uppåt 2 500- 3 000 MW i södra Sverige. För att kunna stabilisera ett elnät i en elmarknad som bli mer volatil bedömer SvK att effektreserven bör tas bort och "att en marknadsomfattande kapacitetsmarknad på sikt bör införas i Sverige" (Svenska kraftnät, 2023a). Hur marknaden kommer se ut är inte bestämt men förslaget är att SvK köper tillförlitlighetsoptioner som ger dem rätt att fritt bruka kapacitet under ett förutbestämt pris. Bland kraftslagen som ingår kapacitetsmarknader i andra länder, är gasturbiner överlägset det mest använda, då turbinerna har låg investeringskostnad men hög rörlig kostnad. Vidare kan turbinerna producera hög effekt vilket behövs i en kapacitetsmekanism (SWEKO, 2024).

## 2.5 Vätgas

Vätgaskonsumtionen är idag utbredd där den främst används inom processindustrin för raffinering eller för tillverkning av ammoniak, vilket syns i figur 9 (IEA, 2019). Även om marknaden är stor idag förväntas den öka kraftigt i framtiden, eftersom vätgas kan ersätta fossila produkter och bidra till den gröna omställningen. Inom industri- och transportsektorn görs stora satsningar där vätgas ska användas både som bränsle och råvara (IEA, 2019), i Europa kan mellan 5-20 % respektive 20-50 % av energianvändningen komma att bytas ut mot vätgas innan 2050 (Europaparlamentet, 2021). Vätgas har inte enbart potential som bränsle och råvara utan även som energibärare. Jämfört med andra energilagringmetoder som batterier, vilka har korta lagringstider, går vätgas att spara över långa perioder och i omfattande mängder. Med ett elsystem där intermittent kraftproduktion växer, uppkommer effekt-utmaningar där överskotts- och underskottssituationer ökar. I dessa situationer kan vätgasen hjälpa till att stabilisera elsystemet genom att flytta laster i tiden (Edvall, Hamon m. fl., 2024).



**Figur 9:** Visar den totala vätgasanvändningen från 70-talet till 2018. Jordbruket med sin ammoniak-konsumtion samt raffinering är de största användarna (IEA, 2019).

Vätgas molekyl ( $H_2$ ) består utav två väteatomer och är den minsta molekyl samt den med lägst molmassa. Utmärkande är dess densitet, energiinnehåll och lättantändlighet. Densiteten om  $90 \text{ g/m}^3$  är den lägsta bland molekyler, i jämförelse upptar den sju gånger så stor volym som naturgas, varav den ofta trycksätts vid förvaring. På grund av sin storlek och massa diffunderar molekylerna lätt över andra material eftersom de rör sig snabbt och kan ta sig genom porer. Energiinnehållet är högt sett till massenhet,  $33,6 \text{ kWh/kg}$ , vilket är cirka 2,5 gånger högre än naturgas. Vätgas har däremot lägst energitäthet ( $\text{kWh/m}^3$ ) av alla molekyler. Om samma jämförelse görs med naturgas så är vätgas enbart en fjärdedel så energität som naturgas. Vätgas är lätt att förbränna och där den enda restprodukt som produceras är vatten (IVA, 2022).

### Produktion

Vätgasproduktion färgkodas beroende på produktions sätt. En av dessa är grön vätgas, som måste vara producerad med förnybar el. De metoder som används idag för att producera grön vätgas består av olika typer av elektrolysörer, där de två vanligaste är alkaliska metoder (AEC) och protonledande membran (PEMEC). Vidare finns även SOEC, men denna är emellertid en ung teknik som ännu inte är applicerbar på marknaden.

År 2019 utgjorde den gröna vätgasen enbart cirka 0,1 % av den totala vätgasproduktionen i världen. Istället domineras produktionen fortfarande av ångreformerings av naturgas. Med en sjunkande kostnad för förnybar energi har intresset för att använda elektrolys ökat, där grön vätgas ses som allt viktigare för den gröna omställningen (IEA, 2019).

Både de alkaliska- och PEM-metoderna bygger på samma grundläggande princip där vatten spjälkas till väte och syre genom elektricitet (IEA, 2019). Totalt i världen finns en installerad effekt på 3 GW (2023) men den förväntas öka kraftigt de kommande åren, där den uppskattade installerade effekten 2030 förväntas uppgå till 170-365 GW (IEA, 2023). Med en ökad utbyggnad förväntas även priset minska kraftigt med 40 % till 2030 (Carlson m. fl., 2021).

### Lagring

För att vätgasen ska fungera som ett energilager behöver den lagras i stor skala, något som knappt gjorts tidigare. Mycket av vätgasen som konsumeras idag produceras i samband med att den ska användas och behovet av stora lager har därav inte funnits. De lager som finns består främst av stora tankar, som kan förvara några hundra kg. Emellertid har nya metoder för storskalig lagring börjat utvecklas, där Salt Cavern och Lined Rock Cavern (LRC) är de främsta. Båda lagringsmetoderna bygger på att vätgasen lagras i hålrum under marken, men båda metoderna har sina geologiska begränsningar (Papadias m. fl., 2021).

Vad som är gemensamt lagringsmetoderna emellan är utmaningarna som kommer med att lagra just vätgas, där låg densitet samt förmåga att diffundera försvårar lagringen. Krav på material som klarar höga tryck tillsammans med olika former av ytbehandling är nödvändiga för att minska läckage och för strukturell integritet (Masoudi m. fl., 2024).

### Gas-to-Power

Omvandling av vätgas till el sker idag genom bränsleceller och i vissa fall genom gasturbiner. De vanligaste användningsområdena är inom transportbranschen där bränsleceller driver bilar men även färjor. Både bränsleceller och gasturbiner drivna med vätgas är idag relativt ovanliga men förväntas öka. Bränslecellerna har högre verkningsgrad än turbinerna, på runt 65 % jämfört med 40 %, men de är också avsevärt dyrare. Detta beror dels på att tekniken är nyare men även att bränslecellerna kräver flera sällsynta metaller. På grund av att mycket utveckling sker inom bränsleceller förväntas priset minska de nästkommande decennierna. Gasturbinerna, som är en utvecklad teknik förväntas inte se samma prisminskning. Tekniskt sett har de två teknikerna olika möjlighet för storskalig produktion där gasturbiner har mycket högre effekt än bränsleceller (Genrup, 2022) (IVA, 2022).



# Kapitel 3

## Metod



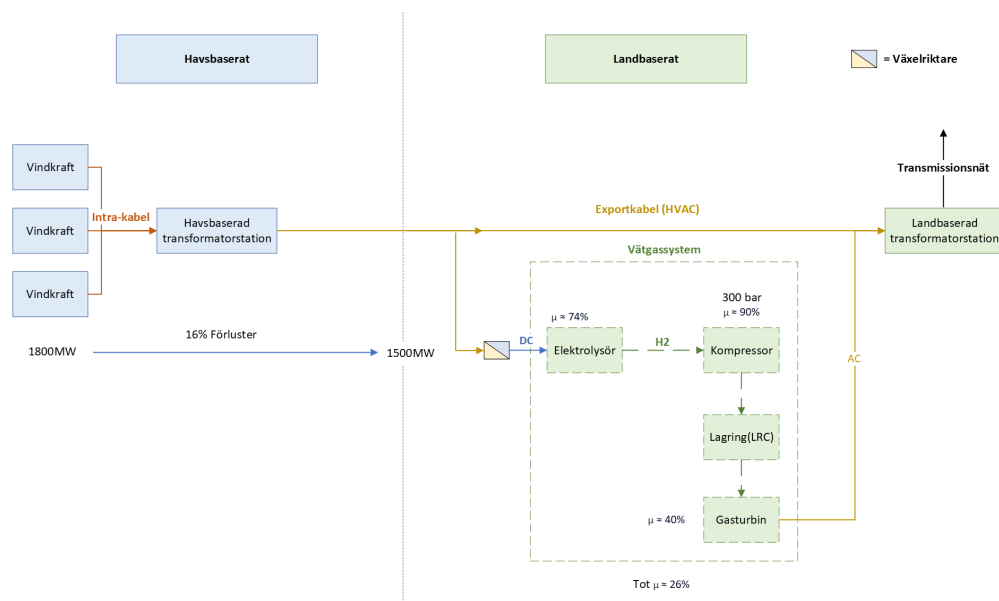
Foto: Mikael Moritz

## Metod

Detta kapitel redogör metoden som använts för att besvara frågeställningarna i sektion 1.2. Kapitlet börjar med en beskrivning av systemet för att därefter förklara metoden som utgörs av tre delar. Den första delen är en *kostnadsanalys av systemet* följt av en *statistisk modell för beräkning av framtida elpriser*. Dessa två delar används sedan för att göra en *lönsamhetsberäkning*.

### 3.1 Vind- och vätgassystemet

Systemet i sin helhet består utav en havsbaserad vindkraftspark kopplad till ett vätgassystem på land. Vätgassystemet består av elektrolysörer, ett LCR-lager samt gasturbiner, varav vätgassystemet har förmåga att producera och lagra vätgas samt att omvandla vätgasen tillbaka till elektricitet. I figur 10 nedan syns en schematisk bild över systemet:



**Figur 10:** Schematisk bild över vind- och vätgassystemet

#### Vindkraftspark

Den hypotetiska havsbaserade vindkraftsparken som kommer att användas för att producera vätgas har en installerad effekt på 1 800 MW och består av 90 st 20 MW turbiner. Den är belägen i södra Östersjön med närmsta ankningspunkt i Karlskrona och därav i SE4. Årsproduktionen är beräknad till 8,3 TWh med en maximal effekt som når land om 1 530 MW på grund av förluster. Livslängden är 30 år.

#### Vätgassystemet

Vätgassystemet består utav alkaliska elektrolysörer, ett LRC-lager samt gasturbiner. Hypotesen är att elektrolysörerna och gasturbinerna kommer ha en mycket lägre installerad effekt i förhållande till vindkraftsparken samt att systemet kommer vara i drift vid hög- och låglasttimmar, vilket enbart utgör en mindre del av året. Totalt har systemet från el in i systemet till el ut ur systemet en verkningsgrad om cirka 26 %.



### Elektrolysör

Elektrolysörerna som används är av typen AEC (Alkalisk). Kapaciteten beräknas bli mycket mindre jämfört med effekten på vindkraftsparken, och kommer enbart ta upp en liten andel av produktionen när parken har överproduktion. Beroende på vilken simulering som körs har elektrolysörerna olika produktionstimmar under året, men hypotesen är att dessa sällan når över 4000 timmar då vätgasen enbart ska produceras vid hög vindkraftsproduktion och låga elpriser. Därför görs antagandet att elektrolysörerna alltid kommer att kunna producera på maxeffekt de gånger priset är lågt, eftersom vindkraftsproduktionen då antas vara hög.

Att använda alkaliska elektrolysörer AEC istället för PEMEC beror på deras tekniska egenskaper som finns närmare beskrivna i bilaga A sektion 6.3. AEC har lägre kapitalkostnad, vilket är fördelaktigt om elektrolysörerna inte används under stor del av året, annars hade kapitalkostnaden utgjort en stor del av produktionskostnaden. Vidare har AEC även högre verkningsgrad. Fördelen med PEMEC är att den fungerar bra vid låg belastning samt att produktionstakten är enkel att reglera. Detta lämpar sig väl för intermittenta kraftslag som ger varierande effekt, men eftersom systemet främst kommer att vara igång vid högproduktion så är behovet att kunna ta emot olika laster lågt.

### Vätgaslager

Lagringmetoden som används är Lined Rock Cavern (LRC) eftersom att det är den enda lagringmetoden som rymmer stora volymer samt som fungerar i detta geologiska område, vilket beskrivs närmare i bilaga A sektion 6.5. Salt Caverns skulle även kunna vara lämpligt rent storleksmässigt, men området kring Karlskrona har inte rätt geologi. Trycket i lagret är som max 300 bar och måste som minst vara fyllt till 17 % (buffertgas) för att upprätthålla något tryck och därav stabilitet till strukturen. Lagrets storlek baseras på en procentsats av årsproduktionen vätgas som varierar mellan simuleringarna.

### Gasturbiner

För att producera el av vätgasen används gasturbiner med enkelcykel. Gasturbinerna tömmer lagret vid höga elpriser och beräknas liksom elektrolysörerna ha begränsade produktionstimmar under året. Därför är det fördelaktigt att satsa på utrustning med låg investeringskostnad snarare än ett system med hög effektivitet/verkningsgrad. Detta är anledningen till valet av en turbin med enkelcykel istället för kombicykel alternativt bränslecell som beskrivs i bilaga A sektion 6.6-6.7.

### Val av scenarier och år

I vår studie används Energimyndighetens tre scenarier, *Högre elektrifiering* (HE), *Lägre elektrifiering* (LE), *Känslighetsfall industri* (KI), som grund för beräkningar och jämförelser. Varje scenario testas vart femte år från 2025 fram till 2050, vilket totalt ger 18 stycken testfall. Exempel på ett testfall är *Högre elektrifiering* år 2045, förkortat HE 2045.

### Val av beräkningsmetod och hjälpmedel

För den inledande kostnadsanalysen av systemet har en litteraturstudie för komponentkostnader gjorts, vidare har dessa sedan används i beräkningar som gjorts i python script. Alla beräkningar och simuleringar som görs i vår studie sker i ett program som heter Jupyter Notebook som är ett digitalt användargränssnitt för att bearbeta och skriva kod. Koden för modellen hittas i bilaga C (<https://jupyter.org/>)

### 3.2 Kostnadsanalys av systemet

Centralt för att förstå om systemet är lönsamt är kostnadsanalysen. Den huvudsakliga metoden för att bestämma systemets ekonomiska aspekter är LCOE (Levelized cost of electricity). LCOE visar den genomsnittliga totala kostnaden för att producera el under energianläggningars hela livscykel. Den tar hänsyn till alla kostnaderna under anläggningens livslängd och sätter detta i perspektiv till vad anläggningen producerar. För att beräkna LCOE krävs investeringskostnader (CAPEX), drift- och underhållskostnader (OPEX) samt produktion, där nettonuvärdet sedan beräknas för dessa. Detta ger den generella formeln i ekvation 1. I denna rapport räknas LCOE ut för alla delar av systemet, dessa används därefter för en vidare analys. Då det är el som går in i systemet och därefter ut i systemet så tas inte kostaden för el in i beräkningarna. I dessa beräkningar har en diskonteringsräntan ( $r$ ) om 7 % samt en livslängd ( $n$ ) om 30 år används.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Summa av kostnader under livstid}}{\text{Summa av producerad el under livstid}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CAPEX}_t + \text{OPEX}_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Där  $\text{CAPEX}_t$  och  $\text{OPEX}_t$  är investerings respektive drift- och underhållskostnader under året  $t$ .  $E_t$  representerar den producerade elen under året  $t$  och  $r$  är diskonteringsräntan. Detta görs över  $n$  år, vilket är den förväntade livslängden.

#### LCOE: vindkraftspark

Datan för att beräkna CAPEX samt OPEX för vindkraftsparken och därav LCOE:n för vindparken presenteras i bilaga A sektion 6.8. Emellertid representerar dessa kostnader dagens kostnader för anläggning av havsbaserad vindkraft och inte för en park som konstrueras mellan 2030-2040. Kostnaderna för anläggning och underhåll av havsbaserad vind beräknas minska varav detta tas i beaktning för beräkningarna. Vidare har Eolus Vind AB givit en beräknad årsproduktion om 8,3 TWh.

#### LCOE: elektrolysörer

Kostnader samt tekniska parametrar för elektrolysörer givna av IEA och US Department of Energy har använts för utföra beräkningarna i ekvation 2, vilka presenteras i sektion 6.3 under bilaga A. Vår rapport utgår ifrån deras långsiktiga prognoserna, vilka sträcker sig bortom 2030. Därefter har ett genomsnittligt värde använts. Investeringskostnaden för elektrolysörerna ( $\text{CAPEX}_E$ ) antas vara linjärt proportionerliga med den installerade effekten.

OPEX utgörs av fasta kostnader ( $\text{OPEX}_{EF}$ ), vilka är proportionella till storleken på elektrolysörerna och rörliga kostnader ( $\text{OPEX}_{ER}$ ) som beror på produktionen och därav antalet drifttimmar ( $h_E$ ). Under de flesta år utgör enbart inköp av vatten den rörliga OPEX:en men efter ett visst antal drifttimmar ( $h_E$ ) krävs även ett stack-byte varav vissa år får en adderad kostnad. Eftersom elektrolysörerna har en årsproduktion av vätgas ( $m_H$ ) och inte el beräknas först LCOH (öre/kg  $H_2$ ) (Levelized cost of hydrogen) som i ekvation 2 för att därefter omvandlas till LCOE genom energiinnehållet i vätgas ( $E_{H_2}$ ) vilket är 33,6 kWh/kg (IVA, 2022).

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CAPEX}_E + \text{OPEX}_{EF} + \text{OPEX}_{ER}(h_E)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{m_H(h_E)}{(1+r)^t}} \quad (2)$$



$$\text{LCOE}_H = \frac{\text{LCOH}}{E_{H_2}} \quad (3)$$

### LCOE: vätgaslager

Kostnadsdrivande för LCR-lagret är storleken, där konstruktionen av berggrummet står för större delen av CAPEX. Siffrorna använda för kostnaden visas i tabell 17 under bilaga A. Bergrumskostnader ( $\text{CAPEX}_{LB}$ ) samt övriga kostnader ( $\text{CAPEX}_{LO}$ ) som ingenjörskostnader och geologiska undersökningar antas variera beroende på volym ( $V$ ). Kostnader för markanläggningar ( $\text{CAPEX}_{LM}$ ) som kompressorer antas enbart bero av hur många kg vätgas som elektrolysörerna producerar ( $m_E$ ), detta gäller även för OPEX. Viktigt att notera är att få LRC-lager har konstruerats och att kostnaderna är uppskattningar av vad det kostar idag.

Likt elektrolysörerna producerats ingen elektricitet från lagret. Därför används mängden vätgas som genomflödar lagret för beräkningen i ekvation 4, vilket antas vara samma som årsproduktionen av elektrolysörerna ( $m_H$ ).

Vidare antas att volymen av lagret är linjärt proportionerligt mot hur mycket som producerats under ett år enligt ekvation 5, där  $\rho_{H_2,300bar}$  är densiteten för vätgas vid 300 bar och  $LF$  är lagerförhållandet som anger hur många procent av årsproduktionen som lagret ska rymma.

$$\text{LCOE}_L = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CAPEX}_{LB}(V) + \text{CAPEX}_{LO}(V) + \text{CAPEX}_{LM}(m_E) + \text{OPEX}_L(m_E)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{m_H(h_E)}{(1+r)^t}} / E_{H_2} \quad (4)$$

$$V_{max} = m_H * \rho_{H_2,300bar} * LF \quad (5)$$

### LCOE: gasturbiner

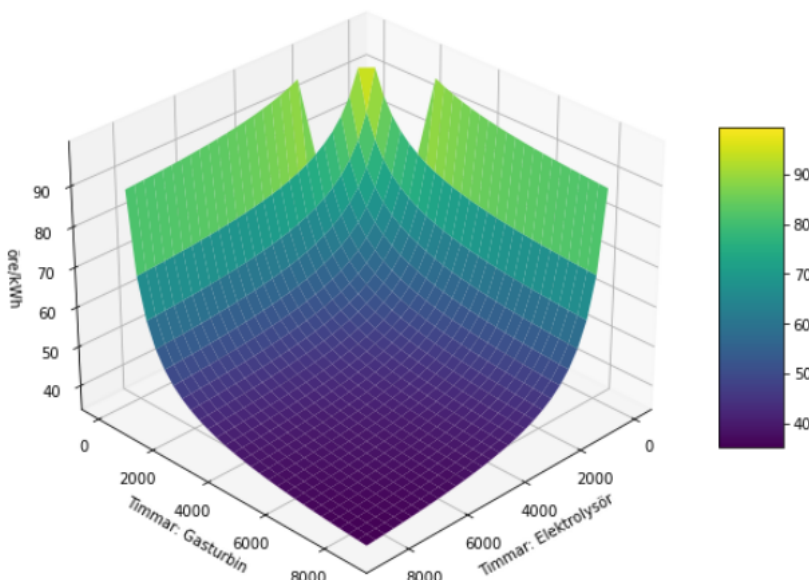
Investeringskostnaderna ( $\text{CAPEX}_G$ ) samt produktionshastigheten grundar sig i parametrar givna för gasturbinen Siemens Gamesa SGT-800 medan för OPEX används generella kostnader för gasturbiner, vilka ses i sektion 6.7 under bilaga A. Eftersom gasturbiner är en utvecklad teknik beräknas den framtida kostnadsminskning vara liten och dagens kostnader används därför i våra beräkningar. OPEX består av en fast kostnad ( $\text{OPEX}_{GF}$ ) och en rörlig kostnad ( $\text{OPEX}_{GR}$ ) som beror av hur många timmar ( $h_G$ ) gasturbinerna är i drift. Gasturbinernas elprodukt ( $E_G$ ) beror av den installerade effekten och antalet timmar ( $h_G$ ) turbinerna är i drift, vilket ger ekvation 6

$$\text{LCOE}_G = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\text{CAPEX}_G + \text{OPEX}_{GF} + \text{OPEX}_{GR}(h_G)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_G(h_G)}{(1+r)^t}} \quad (6)$$

### LCOE: systemet

Den totala LCOE:n för att gå från el till vätgas tillbaka till el är summan av de enskilda systemen. Detta syns i ekvation 7 och ger total LCOE öre/kWh för hela vätgassetmet. Notera att för ett satt system med en fast installerad effekt av elektrolysörer och gasturbiner beror den totala  $\text{LCOE}_{tot}$  enbart på timmar som systemet är igång, dvs.  $h_E$  och  $h_G$ . Alla ekvationer 2-7 tillhör ett ekvationssystem som illustreras i figur 11 på nästa sida. I den visas tydligt hur ökade produktionstimmar minskar LCOE för ett givet system.

$$\text{LCOE}_{tot}(h_E)(h_G) = \text{LCOE}_H(h_E) + \text{LCOE}_L(h_E) + \text{LCOE}_G(h_G) \quad (7)$$



**Figur 11:** LCOE för systemet som funktion av användningstimmar för elektrolysörer och gasturbin. Grafen har en LCOE-avgränsning för värden större än 100 öre/kWh.

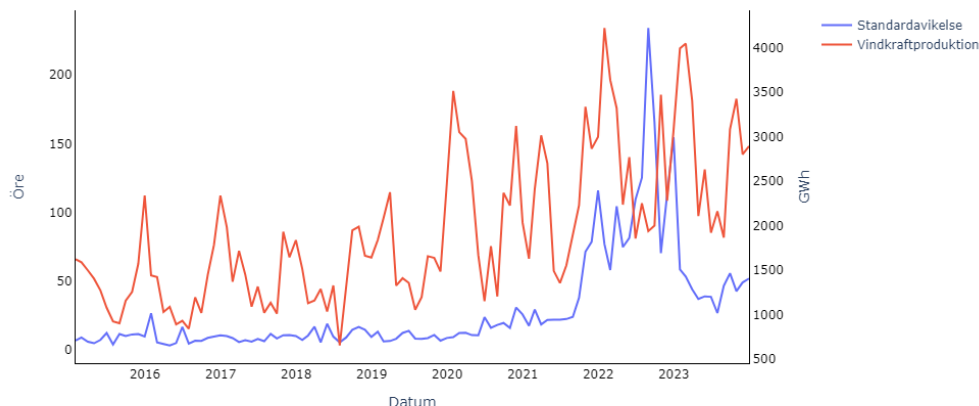
### 3.3 Statistisk modell för beräkning av framtida elpriser

Den statistiska modellen som använts i vårt arbete består av två huvuddelar, i första delen modelleras en standardavvikelse i elpris för ett givet testfall. Den andra delen använder standardavvikelsen för att simulera ett timvist elpris för det givna testfallet.

Standardavvikelse är ett mått på spridningen eller variationen av en uppsättning värden, i det här fallet elpriset. Den visar hur mycket de enskilda värdena i en datamängd i genomsnitt avviker från medelvärdet. En låg standardavvikelse indikerar att värdena ligger nära medelvärdet, medan en hög standardavvikelse visar att värdena är spridda över ett större intervall. Koden för den statistiska modellen hittas i bilaga C 6.10.

#### Regressionsanalys

Första steget är att beräkna en ny standardavvikelse av elpriset för varje scenario och år. Detta görs genom att hitta ett samband mellan prisvolatiliteten i SE4 och nationell produktion av vindkraft. Prisvolatilitet representeras i modellen utav månadsvisa standardavvikelsen av elpriset (öre/kWh) samt vindkraftsproduktionen (GWh) per månad. I figur 12 nedan visas standardavvikelsen och produktionen över tid.



**Figur 12:** Standardavvikelsen av elpriset och vindkraftproduktion för SE4 varje månad sedan 2015 (ENTSO-E, 2024)

Sambandet mellan dessa beräknas sedan med hjälp av en OLS-regression. Regressionen är en statistisk metod för att uppskatta sambandet mellan en oberoende variabel (vindkraftsproduktionen) och en beroende variabel (standardavvikelsen) genom att minimera summan för kvadraten av residualerna mellan de observerade och förutsagda värden. Resultatet ifrån OLS-regressionen är given i figur 27 nedan:

**Tabell 1:** Summering av regression

Variabel	Värde
$R^2$	0,410
Korr. $R^2$	0,404
F-värde	65,42
p-värde	2,08e-12

**Tabell 2:** Koefficienter från regression

Variabel	Konstant	Vindkraft
Koefficient	-9,8968	0,0155
Std	3,802	0,002
p-värde	0,011	0,000

Utifrån resultatet kan parametrar och indikatorer utläsas.  $R$ -värdet berättar hur stor andel av standardavvikelsen som kan förklaras av vindkraften, i detta fall är det korrigerade  $R$ -värdet 40,4 %. Vidare indikerar  $F$ - och  $p$ -värdet (65,42 respektive  $2,08 \cdot 10^{-12}$ ) att resultatet är statistiskt signifikant. För att ett resultat ska vara signifikant behöver  $p$ -värdet vara mindre än 0,05. Resultatet visar också att en ökning på en GWh per månad innebär en ökad standardavvikelse på 0,0155 öre/GWh.

År 2022 är exkluderad ifrån regressionen eftersom att året inte anses representativt för hur elmarknaden normalt beter sig. Som en konsekvens av Rysslands invasion av Ukraina i februari år 2021 minskade tillförseln av naturgas till den europeiska kontinenten, vilket hade en stor inverkan på elpriset i hela Europa och Sverige.

Flera olika samband testades, bland annat nettoimport, elunderskott i SE4, produktion från övriga kraftslag, produktion inom elområdet och olika tidsintervall (vecka och dag). Alla dessa uppvisade mycket svagare samband och har därför uteslutits ur modellen.

### Beräkning av standardavvikelse

Genom att nyttja sambandet mellan standardavvikelse och vindkraft kan en framtida standardavvikelse uppskattas. För följande räkneexempel kommer testfall HE 2050 att användas. Alla beräkningar för andra testfall är identiska.

Det första steget är att göra en uppskattning över månadsproduktionen år 2050. Det görs genom att dividera årsproduktionen för år 2023 och den projicerade årsproduktionen 2050. Detta ger en skalningsfaktor som sedan multipliceras med månadsproduktionen för 2023 som i ekvation 8.

$$E(m)_{Vind_{2050}} = \frac{E(y)_{Vind_{2050}}}{E(y)_{Vind_{2023}}} * E(m)_{Vind_{2023}} \quad (8)$$

I ekvation 8 motsvarar nedsänkningarna vilken tidsintervall som variabeln avser, där  $m$  är månad och  $y$  är år. Därefter subtraheras månadsproduktionen för år 2023 från den år 2050. Detta värde multipliceras sedan med koefficienten ( $k_{Vind}$ ) ifrån regressionen för att beräkna förändringen i standardavvikelse mellan år 2023 och 2050. Detta görs i ekvation 9.

$$std_{skillnad,m} = (E(m)_{Vind_{2050}} - E(m)_{Vind_{2023}}) * k_{Vind} \quad (9)$$

Den nya standardavvikelsen ges då utav det gamla värdet för standardavvikelsen adderat med förändringen. Detta ses i ekvation 3.3

$$std_{2050} = std_{2023} + std_{skillnad}$$

Standardavvikelsen är beräknad per månad och det finns tolv värden för varje testfall. De beräknade medelstandardavvikelserna är sammanställda i tabell 3 nedan.

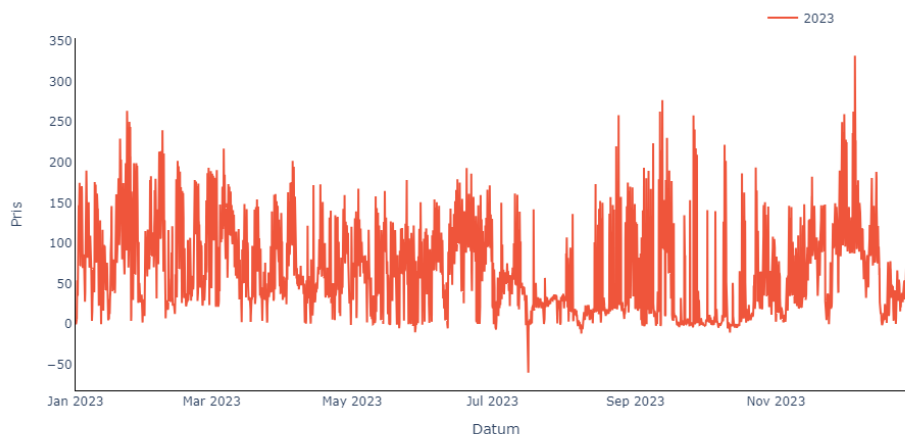
**Tabell 3:** Beräknad medelstandardavvikelse för olika testfall

Scenario	Standardavvikelse per scenario			
	Högre elektrifiering	Lägre elektrifiering	Känslighetsfall industri	Basfall år 2023
2025	65,2	66,7	66,7	45,1
2030	96,7	101,7	91,3	45,1
2035	144,6	112,0	91,3	45,1
2040	167,1	132,7	110,7	45,1
2045	183,2	169,0	150,9	45,1
2050	183,2	169,0	165,1	45,1

Utifrån tabellen går det att avläsa att standardavvikelsen ökar med tiden i samtliga scenarion, med det högsta värdet 183,18 öre/kWh i testfall HE 2050. Den beräknade standardavvikelsen används sedan för att simulera priset.

## Simulering av elpriser

Simuleringen av framtida elpriser utgår ifrån timpriset på dagen före-marknaden år 2023. Priskurvan ses i figur 13 nedan.



**Figur 13:** Elpriset år 2023 i SE4 (ENTSO-E, 2024)

För varje timpris år 2023 adderas ett slumpmässigt tal (positivt eller negativt) så att spridningen för de slumpmässiga talen har samma standardavvikelse som den beräknade i sektion 3.3. Beräkningen visas i ekvation 10.

$$\sum_{m=1}^{12} \sum_{t=1}^{720} P(t)_m^{2050} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{t=1}^{720} P(t)_m^{2023} \pm \text{rnd}(\mu, \sum_{m=1}^{12} \text{std}_m^{2050}) \quad (10)$$

I ekvationen står  $p$  för spotpriset,  $\mu$  för väntevärdet,  $m$  och  $h$  står för månader respektive timmar. För att bättre efterlikna scenarioanalysen från Energimyndigheten korrigeras väntevärdet så att medelpriserna för simuleringarna blir samma som de prognostiserade medelpriserna från Energimyndigheten. Medelpriserna för respektive scenario är givna i tabell 4.

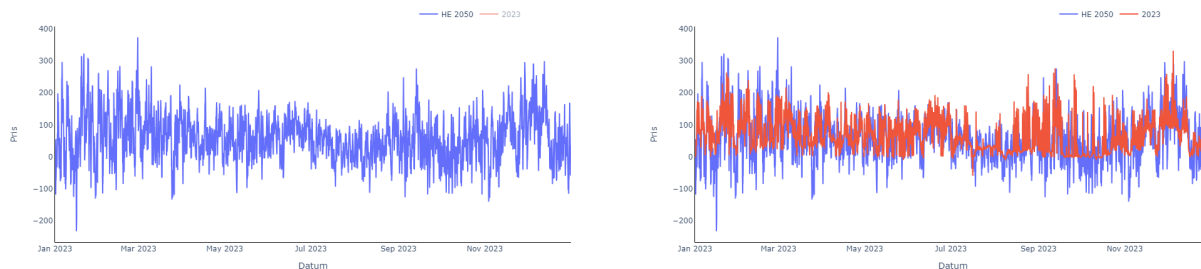
**Tabell 4:** Medelpris för varje scenario (Energimyndigheten, 2023b)

År	Högre elektrifiering	Lägre elektrifiering	KänslighetsfalliIndustri
2025	64,9	64,9	64,9
2030	49,6	43,2	41,9
2035	49,6	43,2	41,9
2040	53,0	49,3	42,9
2045	53,0	49,3	42,9
2050	58,7	52,3	52,1

Medelpriserna är enbart givna för år 2030, -40 och -50, därför har ett antagande för de övriga åren gjorts. För år 2025 är medelpriset det samma som för år 2023 medan för övriga år hålls medelpriset konstant över decenniet. Väntevärdet beräknas med hjälp av ekvation 11 på nästa sida.

$$\mu = p_{medel}^{2050} - p_{medel}^{2023} \quad (11)$$

Vidare introducerades ett glidande medelvärde på det simulerade priset för att bättre fånga långtgående trender och undvika onaturliga variationer i prisbilden. Fönstret för medelvärdet är satt till ett 12 timmars intervall, medelvärdet minskar spridningen på datan men den effekten anses vara acceptabel för den förbättrade helhetsbilden. I figurer 14 finns ett exempel på en simulering för HE 2050 och hur den faller ut jämfört med år 2023.



(a) Simulerat elpris HE 2050

(b) Simulerat elpris HE 2050 och elpris år 2023

**Figur 14:** Simulerat elpris för scenario HE i SE4 år 2050 samt jämförelse med år 2023

Varje simulering är unik och flera olika simuleringar av samma testfall används sedan i lönsamhetsberäkningarna.

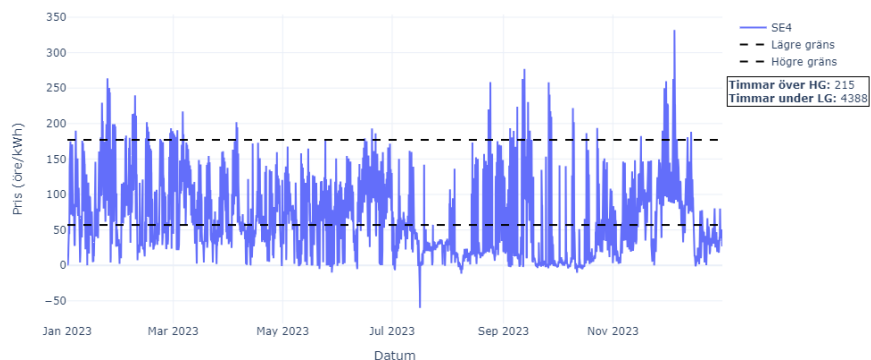
### 3.4 Lönsamhetsberäkning

#### Produktionstimmar

Tillvägagångssättet för att få fram antalet produktionstimmar för varje testfall baseras på vindkraftens och vätgassystemets LCOE ( $LCOE_{Vind}$  &  $LCOE_{tot}$ ) samt spotpriset. Tankesättet för metoden är att när spotpriset är under en lägre satt prisgräns så produceras vätgas till energilagret. Gränsen definieras av  $LCOE_{Vind}$ , när vindparken inte säljer el till ett pris över dess LCOE så produceras vätgas i stället. När spotpriset är över en högre satt prisgräns produceras el från vätgasen. Priset ska täcka LCOE:n för vätgassystemet och vindkraften, den högre prisgränsen blir därav  $LCOE_{Vind} + LCOE_{tot}$ .

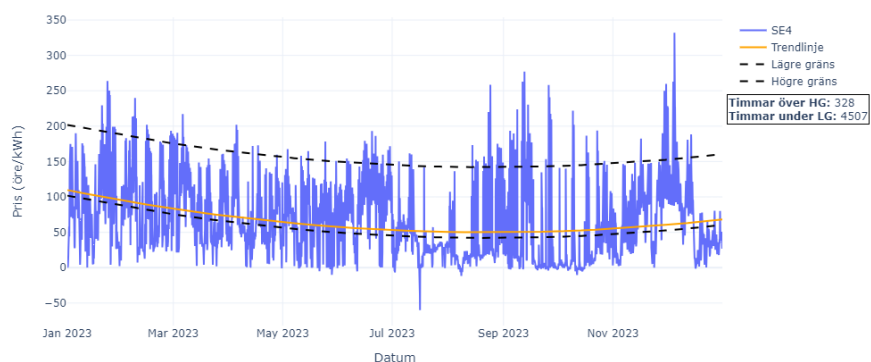
Antalet timmar när spotpriset är under  $LCOE_{Vind}$  bestämmer därav antalet drifttimmar för elektrolysörerna och antalet timmar med pris över  $LCOE_{Vind} + LCOE_{tot}$  bestämmer drifttimmar för gasturbinerna. Gapet emellan dessa två prisgränser som syns i figur 15 representerar de timmar då systemet ej är igång.

Som beskrivs under sektionen 3.2 påverkar antalet drifttimmar  $LCOE_{tot}$ , vilket i sin tur bestämmer antalet drifttimmar enligt metodiken i föregående stycke. En "for-loop" i Python används för att hitta lösningen där LCOE:n som används för att beräkna antalet drifttimmar korresponderar till den LCOE:n som beräknas genom antalet drifttimmar genom ekvation 7. Om en sådan lösning ej kan hittas betyder det att elen från vätgassystemet blir för dyr för att användas för arbitragehandel.



**Figur 15:** En primitiv modell som visar hur produktionstimmarna beräknas med hjälp av LCOE:n för vätgassystemet, i detta fall med en  $LCOE_{tot}$  om 120 öre/kWh. Den lägre gränsen bestäms av LCOE:n för vindparken ( $LCOE_{Vind} = 57$  öre/kWh). Under denna prisnivå tillverkas vätgas, vilket i detta fall sker 4388 timmar under året. Den övre gränsen är prisnivån då det är lönsamt att producera el från vätgas. I detta fall är den  $57+120=177$  öre/kWh ( $LCOE_{Vind}+LCOE_{tot}$ ). Antalet drifttimmar för turbinerna är då 215.

Som ses i figur 15 ovan har priserna en säsongsmässig variation vilket leder till att drifttimmarna, speciellt för gasturbinerna blir väldigt få under stora delar av året och att konfigurationen fungerar som ett säsongslager. Vidare kan det utläsas att drifttimmarna för elektrolysörerna är avsevärt högre än för gasturbinerna. För att undvika ett system som står still och för att ta i beaktning att värdet av el varierar under året görs en utvecklad modell. I denna modellen följer prisnivåerna för tillverkning och förbrukning av vätgas årstrenden för elpriset, vilket illustreras i figur 16. Notera att även om prisnivåerna ändras under året så är årsgenomsnittet för den lägre satta prisnivån fortfarande 57 öre/kWh och  $57 + LCOE_{tot}$  öre/kWh för den övre satta nivån.



**Figur 16:** Visar hur produktionstimmarna beräknas med hjälp av LCOE:n för vätgassystemet när årstrenden för elpriset används.

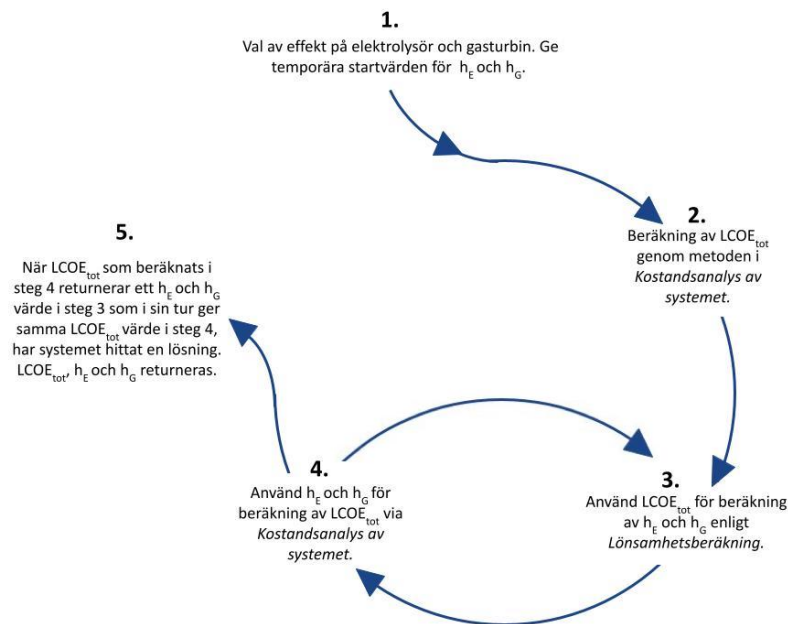
## Vätgas i vätagaslagret

Vätgaslagret är, som beskrivs under sektionen 3.2, begränsat i storlek och kan därav vara fullt eller tomt. Vilket gör att även om priserna är tillräckligt låga/höga för att systemet ska tas i drift så kan detta inte alltid göras. Hur fullt lagret är beskrivs av ekvationen 12.

$$V(t) = \frac{Ph_E}{\rho_{H_2 300bar}} \cdot 1_{\{p(t) < LG\}} - \frac{Ph_G}{\rho_{H_2 300bar}} \cdot 1_{\{p(t) > HG\}} \quad \text{med villkor} \quad 0,17 \cdot V_{max} \leq V(t) \leq V_{max} \quad (12)$$

Där  $L(t)$  är hur många kubikmeter vätagas lagret innehåller vid en given timme( $t$ ).  $Ph_E$  är produktionshastigheten (kg/timme) för elektrolysörerna,  $Ph_G$  är vätagaskonsumtionen (kg/timme) för gasturbinerna.  $P(t)$  är spotpriset för varje timme där  $LG$  är den låga prisgränsen och  $HG$  den höga prisgränsen.  $V_{max}$  är den maximala volymen enligt ekvation 5.

Antalet timmar när spotpriset tillåter att systemet är i drift men begränsas av lagerutrymmet räknas med en "counter" i Python och läggs till i "for-loopen" som beskrevs i föregående sektion 3.4. Detta görs för både elektrolysörerna och gasturbinerna. Totalt sett gör detta att timmarna som systemet inte kan vara i drift på grund av lagerutrymmet tas i beaktning när  $LCOE_{tot}$  hittas genom "for-loopen". Hur "for-loopen" ser ut samt hur den beräknar  $LCOE_{tot}$ ,  $h_E$  och  $h_G$  illustreras i figur 17.



**Figur 17:** En schematisk bild över metoden och hur den används för att beräkna  $LCOE_{tot}$ ,  $h_E$  och  $h_G$  för ett system.



### Intäktsberäkning

Intäkterna beräknas genom att multiplicera priset,  $P(t)$  för timme  $t$ , med effekten av gasturbinerna ( $P_G$ ) då dessa är i drift. Vilket ses i ekvation 13, där  $n$  är antalet timmar under ett år.

$$\text{Intäkt} = \sum_{t=1}^n p(t) \cdot P_G \quad \text{där} \quad HG \leq p(t) \quad \& \quad V(t) \geq V_{min} \quad (13)$$

Koden för lönsamhetsberäkningen hittas i bilaga C 6.12.

### Beräkning av återbetalningstid

Återbetalningstiden för ett lönsamt utfall beräknas genom att dividera  $CAPEX_{tot}$  med intäkter under året enligt ekvation 14 nedan.

$$y = \frac{CAPEX_{tot}}{\text{Intäkter}} \quad (14)$$

I ekvation 14 är  $y$  återbetalningstiden given i år. Återbetalningstiden visar hur många år det tar att betala tillbaka investeringskostnaden först efter att systemet blivit intäkts genererande.

## 3.5 Optimering

Olika systemkonfigurationer påverkar lönsamheten för vätgassystemet. Med konfiguration menas kombinationen av lagerförhållande (indirekt storleken på lagret) samt installerad effekt av elektrolysörer och gasturbiner. Optimeringen görs genom ändra dessa parametrar och sedan göra en lönsamhetsberäkning för alla testfall. Lagerstorleken varieras mellan 1,5 %-50 % av årsproduktions totala volym ( $m_H * \rho_{H_2,300bar}$ ), elektrolysörerna och gasturbinerna varieras mellan 1-500 MW med steg om 5 MW. Optimeringen görs i fyra etapper till fördel för hastighet på modellen. Etapp ett spänner över 1-101 MW för elektrolysörer och gasturbiner, etapp två mellan 101-201 MW, tre mellan 201 -301 MW och sist 301-501 MW. Anledningen till att större konfigurationer ej testas beror på att dessa antas påverka elpriset till den grad att denna påverkan ej går att försumma, vilken denna rapport gör. Totalt testas 157 788 kombinationer av testfall och parametrar.

Den konfiguration som ger flest lönsamma utfall i flest testfall antas vara den mest gynnsamma. Vidare tas även den konfiguration som ger högst medelvärde för intäkter samt högst lönsamma LCOE fram för vidare test. Konfigurationerna kommer att kallas för *Optimal konfiguration* (OK), *Högst intäkter* (HI) och *Högst LCOE* (HL).

Koden för optimeringen hittas i bilaga C 6.11.

### Känslighetsanalys - förändrade prissimuleringar

För att göra resultatet mer robust och statistiskt relevant görs en känslighetsanalys där lönsamhetsberäkningarna upprepas flera gånger. För de tre konfigurationerna i sektion 3.5 görs lönsamhetsberäkningarna 1 000 gånger med olika simulerade elpriser varje gång.

Koden för känslighetsanalysen hittas i bilaga C 6.13.

### 3.6 Jämförelse med vindkraftsparken

För att sätta intäkterna från vindkraftsparken i kontext jämförs parkens intäkter med och utan vätgassystemet. För att beräkna intäkterna utan vätgassystemet multipliceras parkens effekt ( $P_V$ ) med spotpriset per timme enligt ekvation 15 nedan.

$$\text{Intäkter} = \sum_{t=1}^n p(t) \cdot P_{Vind} \quad (15)$$

För intäkter med vätgassystemet introduceras två nya ekvationer, ekvation 16 och 17 som tar hand om de situationer då elpriset är under den lägre gränsen eller över den högre gränsen. För priser under LG omdirigeras en del av elen till elektrolysörerna istället för att säljas, den effekt som går till elektrolysörerna benämns som  $P_E$ . Om volymen vätgas överstiger storleken på lagret kan inte elektrolyssystemet användas och ekvation 15 används istället.

$$\text{Intäkter under LG} = \sum_{t=1}^n p(t) \cdot (P_{Vind} - P_E) \quad \text{då } p(t) \leq LG \quad \& \quad V(t) \leq V_{max} \quad (16)$$

För elpriser över HG adderas effekten för gasturbinerna ( $P_G$ ), detta görs endast om vägaslagret inte är tomt.

$$\text{Intäkter över HG} = \sum_{t=1}^n p(t) \cdot (P_{Vind} + P_G) \quad \text{då } p(t) \geq HG \quad \& \quad V(t) \geq V_{min} \quad (17)$$

För övriga priser beräknas intäkterna med ekvation 15.

# Kapitel 4

## Resultat



Foto: Olof Taddesse

## Resultat

I detta kapitel presenteras resultatet ifrån modellen. Först visas resultatet av optimeringen i *Lönsamhet för olika konfigurationer* där tre konfigurationer testas, *Optimal konfiguration* (OK), *Högst intäkter*(HI) och *Högst LCOE* (HL). För OK presenteras även resultat för olika scenarier. Vidare redovisas hur parametrarna påverkar modellen i *Parametrarsanalys* och allra sist visas resultatet ifrån jämförelsen med en vindkraftspark utan ett vätgassystem.

### 4.1 Lönsamhet för olika konfigurationer

Efter att ha simulerat olika konfigurationer på Energimyndighetens tre scenarier under alla sex år inom spannet 2025–2050 kan det konstateras att de mest optimala förhållanden finns framåt 2050, speciellt i *Högre elektrifiering*-scenariot (HE) där 2040–2050 gav positiva resultat. För de sex testfallen *Känslighetsfall industri* (KI) och *Lägre elektrifiering* (LE), genererades enbart positiva resultat för 2050.

Den konfiguration av elektrolysörer, lagerförhållande och gasturbiner som gav flest positiva resultat i de 18 testfallen (OK-konfiguration) var lönsam i fem fall, HE 2040–2050, LE 2050 och KI 2050. Uppsättningen består av 101 MW elektrolysörer, 186 MW gasturbiner samt ett lager om 6,25% av årsproduktionen, vilket ses i tabell 5. I denna tabell kan det även noteras att den högsta LCOE:n som ett system kan ha och fortfarande vara lönsam är 68,8 öre/kWh. Vidare kan det konstateras en uppskalad installerad effekt genererar högre intäkter, även om detta enbart är lönsamt under testfall HE 2045–2050.

**Tabell 5:** Visar tre olika konfigurationer för vätgassystemet och hur många gånger dessa gav positiva utfall för de 18 olika testfallen. Notera att LCOE samt återbetalningstiden är genomsnitt varav OK exempelvis har siffror tagna från fem olika fall.

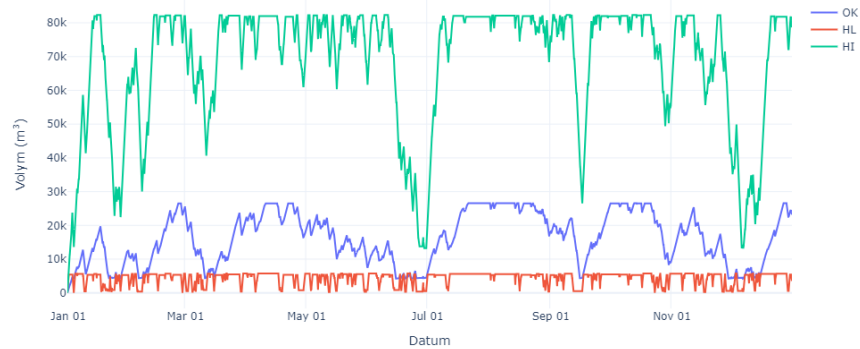
Parametrar	OK	HI	HL
Effekt elektrolysörer (MW)	101	501	21
Lagerförhållande (% av årsprd H <sub>2</sub> )	6,25	6,25	6,25
Effekt gasturbin (MW)	186	441	56
Lönsamma utfall	5	2	1
LCOE (öre/kWh)	56,7 (i snitt)	52,1 (i snitt)	68,8
Återbetalningstid (år)	4,0 (i snitt)	3,6	4,5

I tabell 6 visas kapitalkostnaderna för konfigurationerna. Dyrast är HI och kostar ca 3,9 miljarder kronor, vilket är mer än 10 gånger dyrare än HL som kostar 344 miljoner. Kapitalkostanden för OK är 1,2 miljarder kronor.

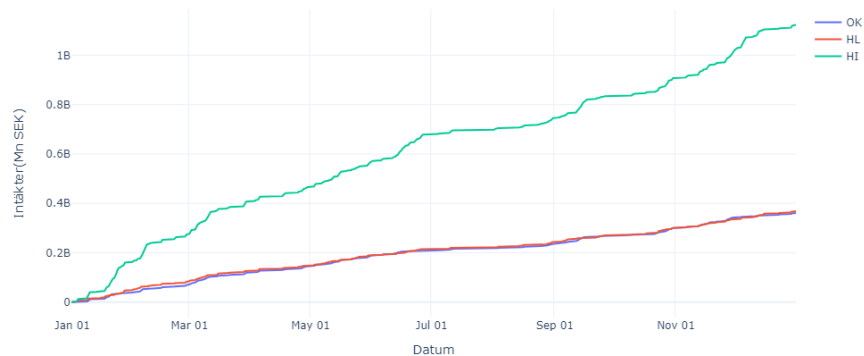
**Tabell 6:** Investeringskostnad för OK, HI, och HL

Scenario	Investeringskostnad (Md kr)
OK	1,2
HI	3,9
HL	0,3

När dessa tre konfigurationer simuleras för elmarknaden HE 2050 så ges graferna i figur 18 och 19. Här syns att lagervolymer för HI är strax över tre gånger större än OK, 81 700 m<sup>3</sup> (ca 56 300 MWh) respektive 26 400 m<sup>3</sup> (ca 18 200 MWh). Det kan även ses att lagret når taket flera gånger för alla konfigurationer. Gällande inkomster inbringar HI mer än tre gånger intäkterna gentemot de andra två fallen.



**Figur 18:** Visar lagervolymen för tre olika konfigurationer under testfallet *Högre elektrifiering 2050* .



**Figur 19:** Inkomster från vätgassystemet för tre olika konfigurationer under testfallet *Högre elektrifiering 2050*.

### Optimal konfiguration (OK)

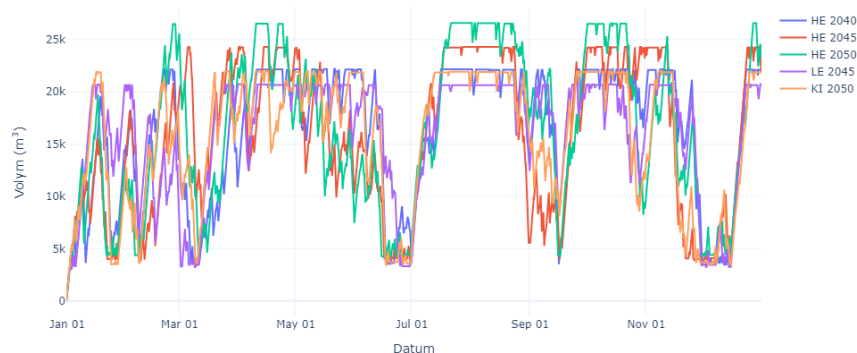
Denna konfiguration består av 101 MW elektrolysörer, 186 MW gasturbin samt ett lager på 6,25 % av årsproduktionen. Nedan presenteras resultat för hur konfigurationen presterar i de fem lyckade testfallen, HE 2040-2050, LE 2050 samt KI 2050.

I tabell 7 visas hur många produktionstimmar som systemet har i varje scenario och dess LCOE. Det kan observeras att två fall, KI 2050 och HE 2040, har liknade produktionstimmar samt LCOE. Flest produktionstimmar har HE 2050 medan LE 2050 har lägst.

**Tabell 7:** Produktionstimmar för elektrolysörer och gasturbiner för den optimala konfigurationen (OK) under fem olika testfall, samt vad dessa ger för LCOE.

Scenario	Produktionstimmar elektrolysörer ( $h_E$ )	Produktionstimmar gastubin ( $h_G$ )	LCOE (öre/kWh)
HE 2040	3 156	1 142	58,3
HE 2045	3 460	1 270	54,4
HE 2050	3 785	1 405	50,6
LE 2050	2 947	1 063	61,7
KI 2050	3 123	1 132	58,8

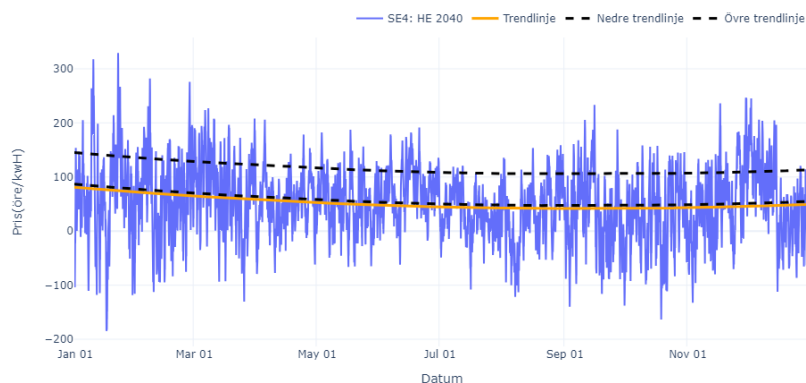
Att två testfall har liknande produktionstimmar avspeglar sig i figur 20, som visar att dessa fall har ungefär lika stora lager om cirka 23 000 m<sup>3</sup>. Fallet med lägst produktionstimmar, LE 2050 har ett mindre lager om 21 000 m<sup>3</sup> (14 400 MWh) medan HE 2050 som har flest produktionstimmar även har störst lager om 26 000 m<sup>3</sup> (17 900 MWh). Figuren visar även hur fyllda lagrena är under året där testfallen följer samma årsmönster. Emellertid skiljer de sig i hur fyllda/tömnda lagerna är trots att de töms och fylls ungefär samtidigt.



**Figur 20:** Visar vätgasvolymerna i lagret under året för de fem testfallen HE 2040–2050, LE 2050 och KI 2050. Detta för OK-konfigurationen.

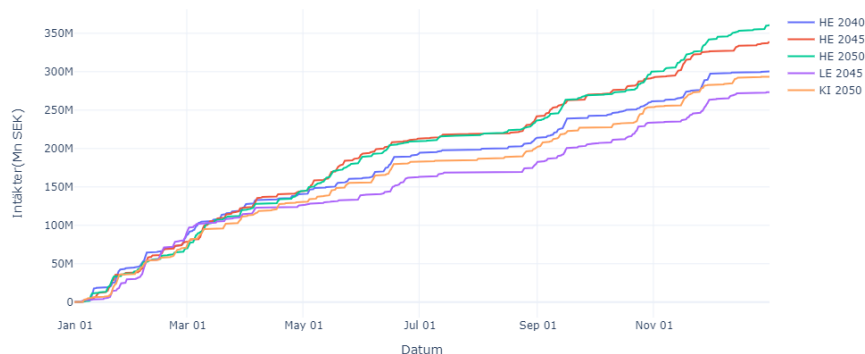
Exempel på en prisgraf med tillhörande prisgränser visas i figur 21. Detta är för HE 2040 med OK-konfigurationen. Spannet mellan de två svarta linjerna representerar LCOE:n på 58,3 öre/kWh. I grafen syns det att timmarna med möjlig vätgasproduktion är fler än timmarna med möjlig elproduktion via gasturbiner.





**Figur 21:** Simulerat elpris för scenariot HE 2040, med OK-konfigurationen. Timmarna under den nedre svarta linjen representerar möjlig välgasproduktion, medan timmarna över den övre svarta representerar timmar för möjlig elproduktion via gasturbiner. Timmarna mellan de svarta linjerna står väggssystemet still.

Intäkterna som de olika scenarierna genererar visas i figur 22. Intäkterna från testfallen HE 2040 och KI 2050 är mycket lika, omkring 300 miljoner kronor. HE 2050 inbringar cirka 350 miljoner medan LE 2050 ca 275 miljoner kronor per år.



**Figur 22:** Intäkter som OK-konfigurationen genererar för de fem olika testfallen över ett år

## 4.2 Känslighetsanalys - förändrade prisimuleringar

Resultatet ifrån känslighetsanalysen där 1 000 simuleringar gjorts för varje konfiguration och testfall visas i tabell 8. Här syns det att OK ger över 70 % positiva resultat i fyra av fallen. Vidare syns att OK-konfigurationen är lönsam i 93,1 % simuleringarna för HE 2050. HI-konfigurationen når enbart i två testfall, HE 2045–2050, en andel över 25 %. Däremot lämpar sig konfigurationen mycket väl under HE 2050 där den ger lönsamhet i 99,5 % av simuleringarna.

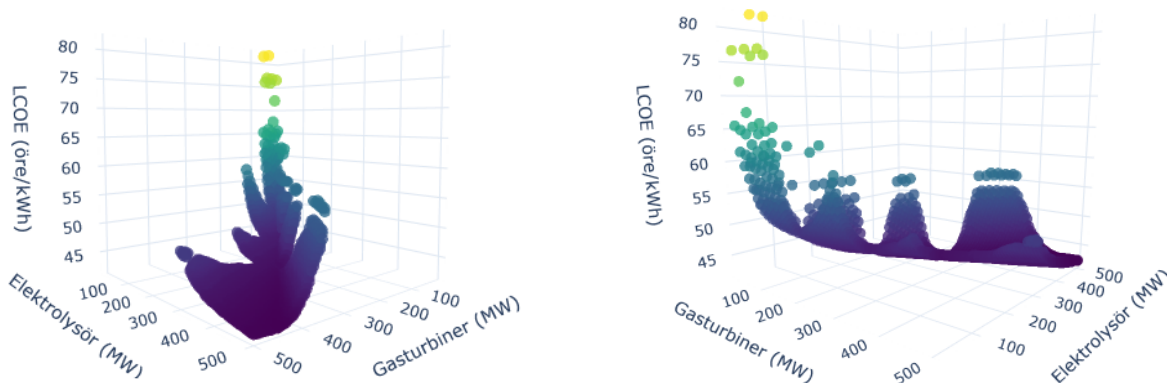
I tabell 8 ses även att den genomsnittliga LCOE:n för de lönsamma fallen ligger i spannet mellan 44,4-76,6 öre/kWh samt att den högsta genomsnittliga intäkten är 1,25 miljarder kronor.

**Tabell 8:** Jämförelse av medelvärden för 1 000 simuleringar av konfiguration OK, HI, och HL

Scenario	Intäkter (Mn kr)			LCOE (öre/kWh)			Återbetalningstid (År)			(Andel positiva utfall %)		
	OK	HI	HL	OK	HI	HL	OK	HI	HL	OK	HI	HL
<b>HE 2035</b>	259			63,5			4,7			13,0		
<b>HE 2040</b>	300	1 009	68,9	58,7	52,2	76,2	4,1	3,8	5,0	76,3	23,1	2,0
<b>HE 2045</b>	334	1 095	71,6	54,5	49,9	75,1	3,7	3,5	4,8	92,8	69,6	29,4
<b>HE 2050</b>	344	1 256	71,3	53,6	44,4	76,0	3,6	3,1	4,9	93,1	99,5	61,6
<b>LE 2040</b>	265			60,3			4,6			0,1		
<b>LE 2045</b>	294	960	68,9	59,5	54,5	75,8	4,2	4,0	5,0	50,0	2,7	6,0
<b>LE 2050</b>	304	1 002	70,3	58,2	52,7	74,7	4,1	3,8	4,9	76,3	20,5	1,9
<b>KI 2050</b>	292	990	70,7	59,8	52,7	76,6	4,2	3,9	5,5	63,9	11,7	1,3

### 4.3 Parameteranalys

Resultatet ifrån parameteranalysen visar hur LCOE påverkas utav förändrade parametrar. Samtliga datapunkter tillhör HE 2050 och representerar en konfiguration som ger ett positivt utfall.



(a) LCOE som funktion av installerad effekt

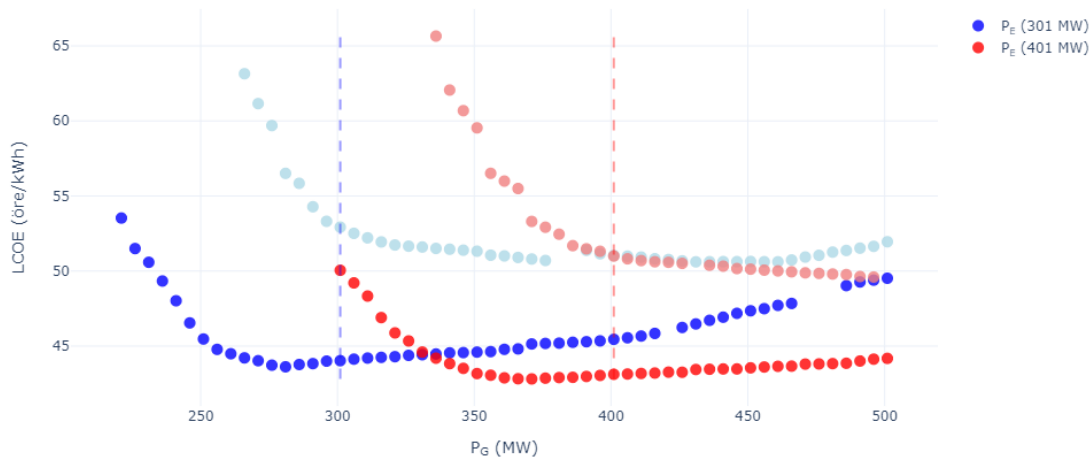
(b) LCOE som funktion av installerad effekt

**Figur 23:** LCOE som funktion av installerad effekt på gasturbiner och elektrolysörer

Figur 23 visar installerad effekt av gasturbiner och elektrolysörer påverkar LCOE. Grafen visar att LCOE minskar när effekten ökar men att minskningen avtar i hastighet ju högre effekt som är installerad. Vidare kan tre områden med brist på datapunkter identifieras. Detta beror på hur optimeringen är gjord där vissa konfigurationer av gasturbiner och elektrolysörer har inte testas till fördel för ökad hastighet på modellen.

Figur 24 nedan visar hur LCOE:n påverkas av den installerade effekt på gasturbinerna.



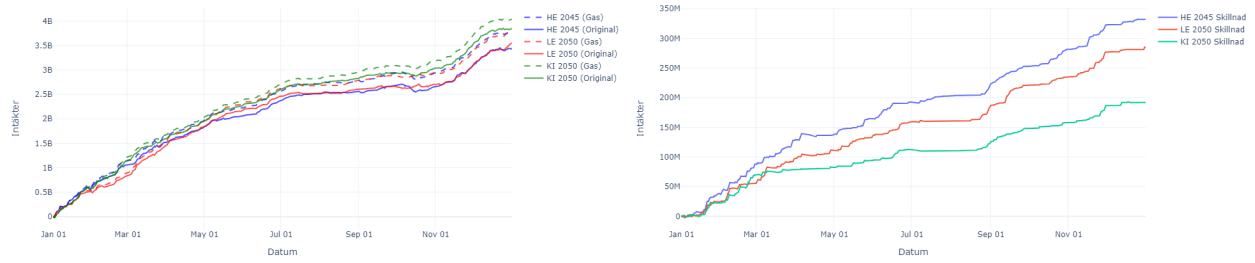


**Figur 24:** LCOE som en funktion av effekten på gasturbinerna ( $P_G$ ). Detta för två olika effekter för elektrolysörerna ( $P_E$ ) samt två olika lagerförhållanden ( $LF$ ). Den blå och röda linjen motsvarar olika effekt på elektrolysörerna. Vidare motsvarar ljusa färger ett lagerförhållande om 12,5 % och mörka 6,25 %. De vertikala linjerna visar när gasturbiner och elektrolysörer är lika stora.

Resultatet ifrån figur 24 visar att LCOE är stabilare och blir oftare lönsamt när gasturbinerna är ungefär lika stora eller större än elektrolysörerna. Det lägsta LCOE-värdet för lagerförhållande 6,23 % sker däremot vid  $P_E = 301$  MW och  $P_G = 281$  MW respektive  $P_E = 401$  MW och  $P_G = 371$ , alltså då gasturbinerna är något mindre än elektrolysörerna. Vidare är ett större lager generellt dyrare än ett mindre, notera dock att skillnaden mellan kostnaderna minskar när effekten på gasturbinen ökar.

#### 4.4 Jämförelse med vindkraftsparken

Intäkterna för vindkraftsparken med och utan vätgasset systemet syns i figur 25. I graferna visas tre utfall ifrån HE, LE och KI under åren 2050 och 2045 för OK-konfigurationen. I samtliga fall ökar intäkterna med vätgasset systemet, men det ökar mest i testfallen HE 2045 och LE 2050. Skillnaden i intäkter varierar mellan ca 340 miljoner kronor i HE 2045 till ca 190 miljoner kronor i KI 2050. Dessa siffror utgör däremot inte någon större andel av vindkraftsparkens totala intäkter. För HE 2040 är intäkterna ca 3,45 miljarder kronor utan vätgasset systemet och 3,8 med det, detta är en ökning på 9,8 %. Lägst procentuell ökning sker i testfall KI 2050 där intäkterna ökar med 4,9 %, i LE 2050 ökar intäkterna med 7,6 %.



(a) Intäkter för vindkraftsparken med och utan vätgasset för OK-konfigurationen

(b) Skillnaden i intäkter för vindkraftsparken med och utan vätgasset för OK-konfigurationen

**Figur 25:** Jämförelse av intäkter för vindkraftsparken med eller utan vätgasset i Md- respektive Mn kr

# Kapitel 5

## Analys



Foto: Olof Taddesse

## Analys

I det här kapitlet analyseras och diskuteras resultaten ifrån modellen. Detta görs genom en resultat- och känslighetsanalys följt av möjliga felkällor i metoden.

### 5.1 Resultatanalys

När konfigurationerna undersöks blir det tydligt att de system med samma effekt på gasturbinerna och elektrolysörerna eller när gasturbinerna har högre installerad effekt än elektrolysörerna är stabilare. Med ett stabilare system menas att andel lönsamma utfall i känslighetsanalys är högre samt att flera likande konfigurationer uppvisar lönsamma utfall. Detta visas både av OK-konfigurationen och av figur 24. Här syns att system med lägre installerad effekt på gasturbinerna relativt elektrolysörerna snabbt får mycket högre LCOE. Anledningen till detta är den nedre-prisgränsen (LG) är satt relativt högt, på en nivå likt medelpriset över året som ses i figur 21, vilket leder till att antalet timmar när elektrolysörerna kan vara i drift är högre än antalet för gasturbinerna. För att tömma lagret behöver gasturbinerna köra på hög effekt de få timmar detta är möjligt för att kompensera för de många timmar lagret fylls. Om LCOE:n för vindparken skulle vara lägre, exempelvis för landbaserad vindkraft, skulle det innebära färre drifttimmar för elektrolysörerna och fler för gasturbinerna, det är då troligt att förhållandet mellan dem jämnat ut sig.

I vissa fall för mindre lagerförhållanden, dvs 6,25 %, är det bättre att ha något större effekt på elektrolysörerna jämfört med gasturbinerna. Detta eftersom man undviker att lagret blir tomt, ett problem som enklare uppstår med små lager. Genom att ha högre effekt på elektrolysörerna tillåts fler drifttimmar för gasturbinerna och sänker därmed  $LCOE_G$  i den grad att det kompenserar för ökningen i  $LCOE_E$  som orsakas av färre drifttimmar för elektrolysörerna. Detta sänker den totala LCOE:n som därav tillåter fler drifttimmar. Lägst LCOE uppnås då vid ett  $P_E:P_G$  förhållande om cirka 10:9. Detta är tydligt när OK-fallet jämförs med HI-fallet vilket ses i tabell 9. Vidare syns detta även i figur 24 där systemen med mindre lager får lägst LCOE när effekten av elektrolysörerna är något högre än gasturbinerna. Dock får systemet snabbt en hög LCOE om skillnaden i effekt blir för stor.

Ett system med större lagerförhållande, exempelvis 12,5 %, gynnas istället av att ha få elektrolysörer och hög effekt på gasturbinen, där lägst LCOE uppnås vid ett  $P_E:P_G$  förhållande om cirka 3:5. I dessa fall kan elektrolysörerna producera vid låg effekt under fler timmar och det stora lagret ökar antalet timmar som gasturbinerna kan vara i drift.  $LCOE_G$  och  $LCOE_E$  minskar därför, men inte i den grad för att kompensera för ökningen i  $LCOE_L$  vilket syns i 24. Ett mindre lagerförhållande om 6,25 % är därför mest optimalt för att minska LCOE:n. Om ett ännu mindre lagerförhållande används som 3,125 % ges dock inga positiva resultat, vilket förklaras med att drifttimmarna för systemet blir för få, samt att kostnaden för att bygga ett mindre lager är större i förhållande till vad som produceras.

**Tabell 9:** Visar LCOE för varje del i systemet (öre/kWh) samt drifttimmar och lagerstorlek under scenariot HE 2050 för de tre olika konfigurationerna.

Konfigurationer	OK	HI	HL
	HE 2050	HE 2050	HE 2050
$LCOE_E$	13,7	20,5	14,2
$LCOE_L$	10,5	8,2	16,1
$LCOE_G$	26,4	21,8	38,6
$LCOE_{tot}$	50,6	50,5	68,9
Produktionstimmar elektrolysörer ( $h_E$ )	3 785	2 356	3 621
Produktionstimmar gasturbiner ( $h_G$ )	1 405	1 747	923
Volym lager ( $m^3$ )	26 000	82 000	5 300

Gasturbinernas högre installerade effekt samt färre drifttimmar leder till att dessa blir kostnadsdrivande för systemet. Detta är synligt i tabell 9 som visar LCOE:n för de olika komponenterna i HI och OK. Exempelvis står gasturbinerna för dubbelt så mycket av LCOE:n jämfört med elektrolysörerna för OK -konfigurationen under scenariot HE 2050. Det är viktigt att påpeka att om gasturbinerna ökar sina drifttimmar minskar även LCOE:n markant vilket syns när konfigurationerna jämförs.

Ett större system tillsammans med ett  $P_E:P_G$  förhållande 10:9 resulterar i högst intäkter. Detta är tydligt i HI-konfigurationen som har en markant högre intäkt än OK-konfigurationen. För att maximera intäkter behöver drifttimmarna för gasturbinerna maximeras samtidigt som dessa bör ha hög effekt för att producera mycket el (se HI i tabell 9). LCOE:n för systemet minskar med ökad effekt som ses figur 23 från parameteranalysen i sektion 4.3, varav detta även tillåter fler drifttimmar. Detta beror på hur CAPEX och OPEX påverkas av ökad effekt. Ökad effekt innebär ett större lager vilket har lägre CAPEX/ $m^3$  vilket genererar en lägre LCOE som möjliggör fler drifttimmar. Eftersom CAPEX och den fasta OPEX:en är konstanta gör fler drifttimmar att dessa kostnader sprids ut på fler producerade kWh el. Större delen av LCOE:n för systemet består då istället av den rörliga OPEX:en.

Trots att LCOE är lägre i HI än i OK är det inte en stabilare konfiguration. Detta beror på att system med högre effekt på elektrolysörer än gasturbiner är mer känsliga för en avvikande prisbild, se figur 24. Med stora elektrolysörer och mindre gasturbiner blir lagret oftare fullt. Skulle det komma en längre period med låga priser ökar risken för att lagret blir fullt och att systemet står still. Ett exempel på detta går att se i figur 18 mellan HI och OK, där lagret i HI ofta är fullt jämfört med OK. I OK-konfigurationen är gasturbinerna större än elektrolysörerna vilket leder till ett robustare system. OK ger flest lyckade utfall eftersom att den maximerar antalet timmar som system är igång totalt, inte bara drifttimmarna av gasturbinerna, se OK i tabell 9.

## 5.2 Känslighetsanalys

I känslighetsanalysen testas tre olika känslighetsfall som studerar effekten av att förändra olika delar av modellen. Specifikt studeras skalning av OK, simuleringen av elpriset och CAPEX för lagret.

### Känslighetsfall 1: Uppskalade varianter av konfiguration OK

I detta känslighetsfall testas större varianter utav OK, med större varianter menas att effekt på gasturbiner och elektrolysörer fördubblas (2OK) respektive tripplas (3OK). Ingen av 2OK eller 3OK testas naturligt i modellen, 2OK bortfaller eftersom att gasturbiner (372 MW) och elektrolysörer (202 MW) hamnar mellan etapper medan 3OK bortfaller eftersom att gasturbinerna är större än 500 MW. Konfiguration och resultat för en prissimulering visas i tabell 10, resultat för 1 000 simuleringar visas i tabell 11.

**Tabell 10:** Visar tre varianter av OK. Notera att värden är ett genomsnitt för de lönsamma utfallen.

Parametrar	OK	2OK	3OK
Effekt elektrolysörer (MW)	101	202	303
Effekt gasturbin (MW)	186	372	558
Lagerförhållande (%)	6,25	6,25	6,25
Lönsamma utfall	3	3	4
Volym (m <sup>3</sup> )	23 900	49 500	71 400
Drifttimmar (h)	4 692	4 848	4 660
Kapitalkostnad (Md kr)	1,2	2,4	3,5

Resultatet ifrån tabell 10 visar att lagervolym och kapitalkostnader förhåller sig linjärt med ökad effekt medan antalet drifttimmar förblir relativt konstant. Värt att notera är antalet lönsamma utfall ökar i från tre till fyra i 3OK.

**Tabell 11:** Jämförelse av medelvärden för 1 000 simuleringar av konfiguration OK, 2OK, och 3OK

Scenario	Intäkter (Mn kr)			LCOE (öre/kWh)			Återbetalning (År)			Andel lönsamma utfall (%)		
	OK	2OK	3OK	OK	2OK	3OK	OK	2OK	3OK	OK	2OK	3OK
<b>HE 2035</b>	259	536	801	63,5	60,2	59,1	4,7	4,4	4,3	1,3	6,4	9,6
<b>HE 2040</b>	300	615	934	58,7	55,4	53,9	4,1	3,9	3,8	76,3	86,6	89,1
<b>HE 2045</b>	334	682	1 032	54,5	51,7	50,4	3,7	3,5	3,4	92,8	93,4	95,5
<b>HE 2050</b>	344	694	1 044	53,6	51,3	50,3	3,6	3,5	3,4	93,1	94,7	93,7
<b>LE 2040</b>	265		806	60,3		59,1	4,6		4,3	0,1		0,2
<b>LE 2045</b>	294	600	911	59,5	56,4	54,8	4,2	4,0	3,8	50,0	70,2	80,8
<b>LE 2050</b>	304	618	940	58,2	55,2	53,7	4,1	3,9	3,8	76,3	87,9	90,1
<b>KI 2045</b>		557	826		58,4	57,6		4,2	4,2		0,4	0,3
<b>KI 2050</b>	292	598	910	59,8	56,6	54,8	4,2	3,9	3,9	63,9	81,3	85,7

Resultatet i tabell 11 visar att LCOE sjunker för de större systemen, för HE 2050 i OK är LCOE 53,6 öre/kWh medan den är 50,3 för 3OK. Andelen lönsamma utfall ökar för 2OK och 3OK, alla tre scenarion blir lönsamma i mer än 80 % av fallen i både 2OK och 3OK till år 2050. För LE i 3OK passeras den gränsen redan år 2045.

Anledningen till att 2OK och 3OK presterar bättre än OK är tack vare storleken på systemet, som tidigare nämnts leder större system till lägre LCOE. Eftersom att förhållandet mellan turbiner och elektrolysörer hålls konstant, förändras inte antalet drifttimmar nämnvärt.

### Känslighetsfall 2: Andel vindkraft i statistisk modell

I detta känslighetsfall förändras modellens parametrar från produktion till andel av produktion. Den statistiska modellen som används för att simulera elpriset baseras på vindkraftsproduktionen, där en ökning i produktion (GWh) leder till en ökning i standardavvikelse. En konsekvens av detta är att HE uppvisar högst volatilitet i elpriset, trots att andelen vindkraft i elmixen är lägre än i andra scenarier. Därför är det av intresse att undersöka hur modellen presterar när den istället bygger på andelen vindkraft. Vi genomför en identisk OLS-regression som i sektion 3.3 genomförs, och resultaten presenteras i tabellerna 12 och 13.

**Tabell 12:** Summering av regression

Variabel	Värde
<b>R<sup>2</sup></b>	0,412
<b>Korr.R<sup>2</sup></b>	0,406
<b>F-värde</b>	65,94
<b>p-värde</b>	1,78e-12

**Tabell 13:** Koefficienter från regression

Variabel	Koeff	Std	p-värde
<b>Konstant</b>	-13,55	4,21	0,002
<b>Vindkraft</b>	251,90	31,02	0,000

Regressionen visar ett R-värde på 0,412, vilket innebär att 41,2 % av standardavvikelsen kan förklaras av andelen vindkraft. Vidare indikerar både p- och F-värdena att resultaten är statistiskt signifikanta. Resultaten från regressionen används på samma sätt som i sektion 3.3 för att simulera elpriser för olika scenarier. Optimeringsresultaten visade inga konfigurationer eller testfall som gav lönsamma utfall.

### Känslighetsfall 3: Befintligt berggrum för vätgaslagring

I detta känslighetsfall undersöker vi konsekvenserna av att använda ett befintligt berggrum, vilket tar bort behovet av att spränga ett nytt. Detta innebär att CAPEX för berggrummet inte inkluderas. Studien genomförs på samma sätt som i grundfallet. Resultaten av undersökningen visas i tabell 14.

**Tabell 14:** Jämförelse av lyckade utfall och scenarion mellan originalmodellen och modellen med befintligt berggrum

Scenario	Original	Befintligt berggrum
<b>Lyckade scenarion (st)</b>	5	8
<b>Andel lyckade utfall (%)</b>	5,9	12,7
<b>Max intäkter (Md kr)</b>	1,43	1,57
<b>Min återbetalningstid (år)</b>	2,9	2,6

Jämförelsen visar att lönsamheten förbättras i samtliga scenarier om ett befintligt berggrum, som exempelvis ett avvecklat beredskapslager kan utnyttjas. Antalet lönsamma scenarier ökar från fem till åtta, och andelen lyckade utfall ökar med 115 %. Viktigast är att alla tre scenarion oftare blir lönsamma, vilket minskar investeringsrisken.



### 5.3 Felkällor och osäkerheter

En felkälla som leder till osäkerheter i resultatet är kostnaden för vätgassystemet. För elektrolysörer är alla källor överens om att kostnaden kommer minska i framtiden, men bedömningarna om hur mycket skiljer sig åt och ofta ges stora spann, vilket ses i tabell 15 i bilaga A 6.3. Eftersom denna rapport använder genomsnittet av den förväntade kostnaden innebär det att förutsättningarna för systemet blir mycket annorlunda om kostnaden hamnar i det övre eller under spannet. När det gäller lagret har LCR lager knappt konstruerats vilket leder till att kostnadsbedömningen blir osäker. För dessa kostnader hittades heller inga uppskattade framtida kostnader. Det samma gäller för gasturbinerna, vilket gör att vissa kostnader är uppskattade framtidskostnader och andra nutid vilket skapar osäkerhet i modellen. Vidare anger Energiforsk i sin rapport *Gasturbinteknik – årsrapport* att en schablonkostnad på 80 % av gasturbinernas pris ska läggas till CAPEX, detta för att bättre motsvara priset för kund (Genrup, 2022). Denna kostnad testades i modellen vilket resulterade i noll lönsamma utfall. Resultatet som presenteras ovan gäller därav enbart kostnaden utan schablonkostnaden.

En annan svaghet med modellen är att den enbart ger resultat för en ettårsperiod. Detta är problematiskt för lagerberäkningarna eftersom modellen inte kan förutspå om mängden gas i lagret håller sig jämnt över flera år eller om det sakta fylls/töms. Ett exempel är konfiguration HI i figur 19, där volymen gas ökar kraftigt i slutet av året. Under månader med höga priser ökar mängden gas successivt, över ett år innebär det inga större problem men fortsätter trenden kommer antalet timmar då elektrolysörerna kan användas sjunka och LCOE öka. En obalans i lagerfyllnad kan få stora effekter på lönsamheten för systemet. Detta går att undvika genom att strategiskt tömma och fylla lagret med gas. Ytligare en svaghet kring lagret är att modellen enbart testar några få olika lagerförhållande varav många gynnsamma konfigurationen kan ha missats. För att göra resultatet mer exakt bör fler lagerförhållande testas. Liknade situation finns för elektrolysörerna och gasturbinerna där alla möjliga konfigurationer ej testats, istället gjordes simuleringar i omgångar mellan olika spann, varav ett antal konfigurationer inte simulerats. Däribland 2OK vilket visade sig vara en konfiguration som gav positivt utfall. För att göra resultatet bättre bör en större och längre simulering göras för att få med fler konfigurationer.

Att använda LCOE som parameter för att bedöma vilket system som är mest optimalt har sina svagheter. Den främsta nackdelen är att systemet inte tar hänsyn till hur mycket intäkter som genereras. Istället vinklas modellen mot att hålla nere kostnaderna snarare än att öka intäkterna. De konfigurationen som då missgynnas blir de med större lagerförhållande vilka tillåter en högre produktion från gasturbinerna. Det enda som uppmuntrar till ett sådant system i nuläget är att få fler produktionstimmar hos gasturbinerna vilket ger lägre LCOE.

Vindkraften påverkar volatiliteten i elpriset, men det är inte den enda parametern som har en inverkan, något denna rapport inte tar hänsyn till. Den statistiska analysen som rapporten använder konstaterar att 40% av volatiliteten i SE4 kan förklaras med vindkraft. Den resterande delen är obestämmd och hur den kan ändras tas inte i beaktning. Rapportens metod bygger istället på att de förhållanden som finns i SE4 idag är samma i de framtida scenarierna där den enda skillnaden är mängden vindkraft i systemet. Eftersom elpriset påverkas av konsumtionen och produktion i våra grannländer samt hur utbyggt elnätet är. Vidare kan framtida flex-tekniker, exempelvis frekvensreglerande tjänster som batteriparker, komma att implementeras. En effekt av det är minskad volatiliteten i elpriset. Modellen som har skapats i den här rapporten är en förenkling av verkligheten.



Modellen beräknar intäkter genom att ta spotpriset gånger installerad effekt av gasturbinerna, enligt ekvation 13. Modellen hanterar dock inte "indirekta intäkter", alltså minskade förluster som resultat av vätgassystemet. För elpriser under LG säljs el från vindkraftsparken under dess LCOE, med hjälp av ett vätgassystem kan man minska försäljning vid den här prisnivå och sänka potentiella förluster. I sektion 3.6 tas detta hänsyn till i ekvation 16. Denna typ av beräkning är dock inte inkluderat intäktsberäkningarna för vätgassystemet eftersom att det rent tekniskt är något som enbart påverkar vindkraftsparkens lönsamhet. Problemet uppstår i redovisningen av resultaten då intäkter och återbetalningstid är större respektive längre än i verkligheten.

Från resultaten kan vi se att återbetalningstiden för systemet är omkring fyra år. I verkligheten är denna tid längre, eftersom systemet inte genererar några intäkter under konstruktionen. Det är först när systemet är färdigbyggt som det tar cirka fyra år att återbetala investeringen. Om konstruktionstiden är fem år blir den totala återbetalningstiden således cirka nio år. Konstruktionstiden för systemen varierar beroende på konfiguration och uppskattas inte i denna rapport eftersom det ligger utanför arbetets avgränsningar.

Vidare har diskonteringsräntan exkluderats från återbetalningsberäkningarna, vilket innebär att förändringar i pengars värde inte beaktas i modellen. Syftet med att ange återbetalningstiden är att ge en uppfattning om systemets effektivitet, och för detta ändamål räcker det med en rak återbetalningstid. Det är dock viktigt att förstå att detta leder till en överskattning av hur snabbt systemet kan betalas tillbaka.

# Kapitel 6

## Diskussion och slutsats



Foto: Olof Taddesse

## 6.1 Diskussion

I de flesta scenarierna kan det konstateras att användandet av ett vätgassystem för arbitragehandel inte är lönsamt. Det finns tre stora anledningar till detta: stora energiförluster, höga kostnader och en inte tillräckligt volatila elpriser. Hela systemet har en verkningsgrad på 26 % vilket innebär att majoriteten av energin som tas in i systemet förloras som värme. Tillsammans med kostnaden för att driva systemet kräver det att fluktuationerna i elpriset blir höga nog för att kunna täcka dessa kostnader/förluster. Emellertid visar resultaten ifrån sektion 3.6 att när vätgassystemet blir lönsamt genererar det cirka 5-10 % högre intäkter, dock enbart framåt år 2050, då utbyggnaden av vindkraft är som störst. Viktigt att notera är att detta samband ej uppvisas om andelen vindkraft i elmixen eller den extra schablonsavgiften för gasturbinerna används. Att investera i ett vätgassystem för arbitragehandel är därav riskfyllt. En ytterligare risk, speciellt för större vätgassystem är att elektrolysörerna och gasturbinerna påverkar elpriset och skapar en kannibaliseringseffekt. När elpriset är högt och vätgassystemet producerar mycket el kommer elpriset sjunka och systemet blir mindre lönsamt, viceversa gäller för elektrolysörerna. Trots att ett större system har lägre LCOE och högre intäkter enligt modellen så finns en gräns när detta motverkas av kannibaliseringseffekten.

Det finns vidare nackdelar med hur modellen är uppbyggd som gör att den redovisar sämre lönsamhet än vad som hade uppnåtts i verkligheten. Detta gäller planerandet av när fyllning och tömning av lagret ska ske. Om priset exempelvis sjunker under den lägre gränsen, men det förutspås bli ännu lägre någon dag senare så är det möjligt att vänta med att producera vätgas. Detta gör att man kan effektivisera användningen av lagret, så att det inte är fullt under extremt låga priser eller tomt under höga pristopp. Modellen tar inte hänsyn till detta och kommer alltid att försöka fylla eller tömma lagret när läge uppkommer.

Vid studier av hur gasvolymen förändras under året (se figur 20), kan man observera att gasvolymen minskar under en längre period mitt på sommaren. Detta är en oväntad effekt eftersom medelpriset på el vanligtvis är lägre på sommaren än på vintern. Anledningen till denna effekt är prisutvecklingen för 2023; under en period sommaren 2023 var elpriset högre än vanligt. Detta avspeglas sedan i simuleringarna

Vidare är arbitragehandel inte den enda sättet som vätgassystemet kan generera intäkter. Med ökad volatilitet i elmarknaden behöver SvK fler reserver, speciellt i SE4. Här finns det potential för vätgassystemet, där gasturbiner kan användas som en eventuell kapacitetsmekanism. Redan idag kan gasturbiner om 186 MW generera runt 38 miljoner kronor från störningsreserven. Räknar man med siffrorna i sektion 2.4, representerar det en ökning av intäkterna för vätgassystemet med strax över 10 %. Detta innebär däremot att systemet alltid måste vara tillgängligt och måste därför hålla en extra reserv, något som adderar kostnad.

Som visades i tabell 9 är det tydligt att gasturbinerna står för en stor del av kostnaden speciellt sett till hur mycket de används. Ett alternativt system skulle därav vara att ta bort gasturbinerna samt det stora lagret för att istället enbart sälja ren vätgas. Här minskas både energiförluster samt investeringskostnaden. Vidare produceras vätgasen fortsatt vid låga priser för att sedan säljas som en dyrare råvara. I och med att marknaden för vätgas och speciellt grön vätgas förväntas öka, finns det även tillväxtpotential i området. Problemet med detta tillvägagångsätt, till skillnad från att omvandla vätgasen tillbaka till el är att konsumenten av vätgas helst ska befinna sig lokalt, för att minska behovet av transporter eller byggnation av gasledningar.

I den här rapporten har vi undersökt vätgas som ett potentiellt energilager. Det finns dock andra lagringsmetoder som batterier och pumpkraft som skulle kunna vara av intresse. En batteripark av liknande effekt skulle kunna laddas av parken för att sedan försä nätet med effekt vid behov. Batterier har andra tekniska förutsättningar än vätgas, vilket påverkar hur de kan användas. I regel har batterier kortare responstid

än gasturbiner eller bränsleceller, vilket innebär att batterier kan leverera full effekt på korta tidsintervall (millisekunder till sekunder). Det är dock lättare att lagra större mängder energi i ett vätgaslager, vilket gör att de kan förse energi under längre perioder (dagar till veckor). Konsekvensen blir att ett batterilager passar bättre som en frekvensreglerande stödtjänst istället för handel med arbitrage. Pumpkraft som använder vattenmagasin kan däremot likt vätgas lagras länge och på stor skala. Till skillnad från vätgas är den dock redan en kommersiellt lönsam lagringsmetod i Sverige, men på grund av geologiska begränsningar i SE4 är det inte ett realistiskt alternativ (Svenska kraftnät, 2024f).

## 6.2 Slutsats

Av Energimyndighetens framtida marknadsscenarioer är det egentligen bara *Högre elektrifierings*-scenariot som klart visar positiva resultat för vätgaslager i kombination med vindkraft. Speciellt år 2050 för HE finns det goda möjligheter att producera vätgas för ett energilager. För scenariot *Känslighetsfall industri* och *Lägre elektrifiering* är det i stort sett alltid mer lönsamt att sälja el direkt, undantaget är under året 2050 då vissa uppsättningar ger fungerande vätgassystem. Anledningen till att HE ger bäst möjligheter beror på att utbyggnaden av vindkraften är som mest utbredd i detta fall, speciellt år 2050.

Generellt sett ger större system minskad LCOE och ökad lönsamhet i modellen, emellertid måste risken för kannibaliseringseffekt beaktas och ett mindre system är troligtvis mer fördelaktigt. Förhållandet som genererar bäst förutsättningar för ett lönsamt system i vårt fall är 3:5 (Elektrolysör:Gasturbin) med ett lager om 6% av årsproduktionen. Detta grundar sig i att antalet drifttimmar maximeras vid denna konfiguration.

Slutligen finns det till viss mån möjligheter att använda ett vätgaslagringssystem för arbitragehandel i framtiden om samhället elektrifieras kraftigt, med en stor vindkraftsutbyggnad samt att utvecklingen inom elektrolysteknik går som förväntat. Det är emellertid en stor risk att enbart förlita sig på arbitragehandel, att sälja någon form av balanstjänst kan därför vara nödvändigt. Något som vidare behövs undersökas är när SvK lanserar den framtida kapacitetsmekanismen. Eftersom att alla lyckade utfall ligger närmare 25 år in i framtiden bör frågan återupptas vid ett senare tillfälle då osäkerheter i prognoser och kostnader för år 2050 minskat.

Vad som innebär lägre risk och som troligen kan ge avkastning inom en snar framtid är att enbart producera och sälja vätgas.

## Referenser

- Blomstrand, Greta (2019). "Storskalig energilagring i elektrolysförställd vätgas". *Luleå tekniska universitet*.  
<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1341660/FULLTEXT02> [Accessed: 10-03-2024].
- BVG Associates (2019). "Guide to an offshore wind farm".  
<https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf> [Accessed: 29-02-2024].
- BVG Associates (u.å.). *Wind farm cost*.  
<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs> [Accessed: 29-02-2024].
- Carlson, Annika, Fördös, Axel Nordin, Lindborg, Jenny och Wickenström, Anders (2021). "Studie över elektrolysteknologier idag och i framtiden". *RISE*.
- Collins, Leigh (2022). *World's largest green hydrogen project*.  
<https://www.rechargenews.com/energy-transition/record-breaker-world-s-largest-green-hydrogen-project-with-150mw-electrolyser-brought-on-line-in-china/2-1-1160799> [Accessed: 04-03-2024].
- Department of Energy (2022a). *Technical Targets for Liquid Alkaline Electrolysis*.  
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-liquid-alkaline-electrolysis> [Accessed: 12-04-2024].
- Department of Energy (2022b). *Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis*.  
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis> [Accessed: 12-04-2024].
- Department of Energy (u.å.). *Fuel Cell Basics*.  
<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics> [Accessed: 16-04-2024].
- Edvall, Maria och Eriksson, Lina (2022). "Flexibel vätgasproduktion". *RISE*.  
<https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1674956/FULLTEXT01.pdf> [Accessed: 22-05-2024].
- Edvall, Maria, Hamon, Camille, Kröner, Frank, Renström, Julia, Roupe, Rebecca, Yeomans, Gustaf Rundqvist och Röstling, Erik (2024). "VÄTGAS FÖR ETT BALANSERAT ELSYSTEM – SYNTESRAPPORT". *Energiforsk*.  
<https://energiforsk.se/media/33220/2024-997-va-tgas-fo-r-ett-balanserat-elsystem-syntesrapport.pdf> [Accessed: 16-04-2024].
- Energimyndigheten (2023a). *Minskad elanvändning och elproduktion under 2023*.  
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2024/minskad-elanvandning-och-elproduktion-under-2023> [Accessed: 17-04-2024].

- Energimyndigheten (2023b). *Scenerier över Sveriges energisystem 2023*. [Accessed: 29-02-2024].
- Energimyndigheten (2024). *Eleffektbrist*.  
<https://www.energimyndigheten.se/trygg-energiforsorjning/el/eleffektbrist/.pdf> [Accessed: 23-05-2024].
- ENTSO-E (2024). *Spot prices in Sweden, 2015-2024*.  
<https://m-transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show> [Accessed:23-07-2024].
- Eriksson, Nellie och Hulting, Linnéa (2023). "Hydrogen Production from Offshore Wind Power in Sweden".  
*Lunds Tekniska Högskola*.  
<https://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordOid=9122640&fileOid=9123417> [Accessed: 10-03-2024].
- Europaparlamentet (2021). *Vätgas: Vilken är nyttan för EU?*  
<https://www.europarl.europa.eu/topics/sv/article/20210512STO04004/vatgas-vilken-ar-nyttan-for-eu>  
[Accessed: 19-04-2024].
- Europeiska rådet (2024). *Hur produceras och säljs el från EU?*  
<https://www.consilium.europa.eu/sv/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/> [Accessed: 09-04-2024].
- Fuel Cells Bulletin (2021). "World's largest hydrogen fuel cell power plant". *Fuel Cells Bulletin, Issue 11*.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1464285921006027> [Accessed: 16-04-2024].
- Genrup, Magnus (2022). "GASTURBINTEKNIK – ÅRSRAPPORT". *Energiforsk*.  
<https://energiforsk.se/media/32002/gasturbinteknik-arsrapport-2022-energiforskrapport-2022-907.pdf>  
[Accessed: 09-04-2024].
- Hybrit (u. å.). *Vätgaslagring*.  
<https://www.hybritdevelopment.se/en-fossilfri-utveckling/vatgaslagring/> [Accessed: 17-04-2024].
- IEA (2019). "The Future of Hydrogen".  
[https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf) [Accessed: 08-03-2024].
- IEA (2023). *Electrolysers*.  
<https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers> [Accessed: 08-03-2024].
- IVA (2022). "Om vätgas och dess roll i elsystemet".  
<https://www.iva.se/contentassets/62a4c0d2e21e4b289541377c2942ad64/202205-iva-vatgasprojektet-syntesrapport.pdf> [Accessed: 16-04-2024].

Lundbland, Anders (2022). "Studie av marknad för nyckelkomponenter till självförsörjande fastigheter, bilaga 1".

[https://www.e2b2.se/media/sj5lfkhh/bilaga\\_1\\_ap2\\_inventering\\_av\\_marknad.pdf](https://www.e2b2.se/media/sj5lfkhh/bilaga_1_ap2_inventering_av_marknad.pdf) [Accessed: 16-04-2024].

Mansson, L (u. å.). "THE LRC CONCEPT AND THE DEMONSTRATION PLANT IN SWEDEN – A NEW APPROACH TO COMMERCIAL GAS STORAGE". *Sydkraft Gas AB* ().

[http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC\\_pdffiles/10167\\_1045823542\\_13005\\_1.pdf](http://members.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10167_1045823542_13005_1.pdf) [Accessed: 17-04-2024].

Masoudi, Mohammad, Hellevang, Helge, Haszeldine, R Stuart och Hassanpouryouzband, Aliakbar (2024).

"Lined rock caverns: A hydrogen storage solution". *Journal of Energy Storage, Volume 84*.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X24005115> [Accessed: 20-04-2024].

Papadias, DD och Ahluwalia, RK (2021). "Bulk storage of hydrogen". *International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46*.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921030834> [Accessed: 17-04-2024].

Regeringen (2023). *Mål för energipolitiken*.

<https://www.regeringen.se/regeringens-politik/energi/mal-och-visioner-for-energi/> [Accessed: 26-02-2024].

SCB (2023). *Bruttoöverföring av el till och från andra länder. Månad 2019M01 - 2024M01*. [Accessed: 08-03-2024].

SCB (2024a). *Elproduktion och elanvändning efter elområde. Månad 2021M01 - 2024M03*. [Accessed: 29-04-2024].

SCB (2024b). *Eltillförsel i Sverige efter produktionslag. Månad 1974M01 - 2024M01*. [Accessed: 08-03-2024].

Shields, Matt, Beiter, Philipp och Nunemaker, Jake (2022). "A Systematic Framework for Projecting the Future Cost of Offshore Wind Energy".

<https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/81819.pdf> [Accessed: 01-03-2024].

Siemens (2023). *Showcasing a future energy system with hydrogen turbines*.

<https://www.siemens-energy.com/global/en/home/products-services/solutions-usecase/hydrogen/zehtc.html> [Accessed: 09-04-2024].

Statista (2024). *Installed natural gas electricity generating capacity worldwide from 2000 to 2022*.

<https://www.statista.com/statistics/1304427/global-gas-power-capacity/> [Accessed: 09-04-2024].

Sundström, Christofer (2018). *Energitekniska System Kraftkällor*.

<https://www.fs.isy.liu.se/Edu/Courses/TSFS11/OH/OH-09-TSFS11.pdf> [Accessed: 09-04-2024].

SWECO (2024). *Marknadsomfattande kapacitetsmekanismer*.

<https://ei.se/download/18.64a05af218d872499d75193/1708072004486/Konsultrapport-Marknadsomfattande-kapacitetsmekanismer-Sweco.pdf> [Accessed: 05-03-2024].

Svenska kraftnät (2023a). "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden".

[https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden\\_svk-2022\\_3774.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf) [Accessed: 06-03-2024].

Svenska kraftnät (2023b). *Sveriges elnät*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/sveriges-elnat/> [Accessed: 04-03-2024].

Svenska kraftnät (2023c). "Årsredovisning".

<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansiell-information/svenska-kraftnats-arsredovisning-2023.pdf> [Accessed: 22-05-2024].

Svenska kraftnät (2024a). *Dagenföremarknaden*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/dagen-fore-marknaden--fysisk-handel-med-el/> [Accessed: 15-04-2024].

Svenska kraftnät (2024b). *Frekvensstabilitet*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/frekvensstabilitet/> [Accessed: 15-04-2024].

Svenska kraftnät (2024c). *Förhandsmarknaden*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/forhandsmarknaden--prissakringsmarknad/> [Accessed: 15-04-2024].

Svenska kraftnät (2024d). *Intradagsmarknaden*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/intradagsmarknaden--justering-av-dagen-fore-handel/> [Accessed: 15-04-2024].

Svenska kraftnät (2024e). *Kontrollrummet*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kontrollrummet/> [Accessed: 03-05-2024].

Svenska kraftnät (2024f). *Lagring av el - omvärldsanalys*.

<https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/rapport-ru-energilager.pdf> [Accessed: 23-05-2024].

Svenska kraftnät (2024g). *Om elmarknaden*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden> [Accessed: 15-04-2024].



Svenska kraftnät (2024h). "Om olika reserver".

<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/> [Accessed: 22-05-2024].

Svenska kraftnät (2024i). *Om systemansvaret*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/> [Accessed:03-05-2024].

Svenska kraftnät (2024j). *Spänningsstabilitet*.

<https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/kraftsystemstabilitet/spanningsstabilitet/>  
[Accessed: 15-04-2024].

Svenska kraftnät (2024k). *Utveckling*.

<https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/utveckling-av-elmarknaden/>  
[Accessed: 10-07-2024].

TVO Group (2024).

<https://www.tvofinland.fi/en/index/production/plantunits/ol3.html> [Accessed: 15-04-2024].

Yueqi, Luo och Kui, Jiao (2018). "Cold start of proton exchange membrane fuel cell". *Progress in Energy and Combustion Science, Volume 64*.

# Bilaga A - Tekniska beskrivningar

## 6.3 Alkalisk elektrolys(AEC)

På engelska Alkaline Electrolysis Cells (AEC), är den mest använda elektrolysmetoden idag samt metoden som varit på marknaden längst, ända sedan början av 1900-talet. Tekniken bygger på en elektrolyt bestående av kalium- eller natriumhydroxid lösning med ett polymer/keramiskt diafragma. Elektrolyten fyller hela cellen, men skiljs av diafragmat. När vatten reagerar på katoden så bildas vätgas och hydroxidjoner, dessa transporteras via diafragmat till anoden där syrgas bildas. Diafragmat förhindrar därav väte- och syregas att blandas.

Fördelar med AEC är att den har låga CAPEX kostnader då tekniken är beprövad samt att inga sällsynta metaller krävs. Istället är det nickel som används som katalysator (Carlson m. fl., 2021). Priset per installerad kW är mellan 500-1400 USD men förväntas minska som syns i tabell 15 Den största anläggningen 2022 är på 150 MW och ligger i Kina (Collins, 2022).

AEC har även den högsta verkningsgrad metoderna emellan, vilket den ser ut att fortsätta inom den närmsta framtiden. Trots detta är prestandan låg i sett till dess storlek vilket kräver stora anläggningar, speciellt när den installerade effekten för varje enskild anläggning ökar. Effekten per yta är cirka 40-60MW. Alkaliska elektrolysörer har även svårare att köra på lägre effekt vilket gör vätgasproduktionen mindre flexibel om man har ojämn last. På grund av att elektrolyten är kraftigt basisk betyder detta även att elektrolysören lider av hög korrosion (Carlson m. fl., 2021).

**Tabell 15:** Visar specifikationer för alkalisk elektrolys idag och olika förväntningar inför framtiden (IEA, 2019) (Department of Energy, 2022a).

Alkalisk elektrolys					
Källa	IEA			US Department of Energy	
År	Idag	2030	Longterm	2026	Longterm
Verkningsgrad (%)	63-70	65-71	70-80	69	74
Livlängd (h)	60 000 - 90 000	90 000 - 100 000	100 000 - 150 000	80 000	80 000
CAPEX (USD/kW)	500 - 1400	400 - 850	200 - 700	350	200

CAPEX som rapporten använder är siffrorna som presenteras i tabell 15 ovan som gäller större anläggningar. Rapporten gör därav antagandet att kostaden för elektrolysörerna är linjärt proportionerliga med den installerade effekten. Ett samband som inte är fullt korrekt då större anläggningar generellt sett har lägre kostnad per installerad effekt än mindre anläggningar. Emellertid är hypotesen att de anläggningarna som är lönsamma i simuleringarna är större och därav har samma kostnad per installerad kW, som ges i tabellen.

## 6.4 Protonledandemembran-elektrolys

Protonledandemembran-elektrolysör ofta förkortat PEM eller PEMEC (Proton Exchange Membrane Electrolysis Cells), är den elektrolysteknik som utvecklats mest de senaste åren och förväntas växa. Tillskillnad från AEC består elektrolyten i en PEM av en fast polymer. Vatten transporteras in till anodsidan där den

bildar syrgas samt vätejoner. Vätejonerna e.i protonerna transporteras genom membranet till katoden där vätgas sedan bildas. Eftersom tekniken är relativt ny är livslängden osäker. Polymermembranet är instabilt och cellerna får sämre prestanda med åren, men bedömningen är att cellerna klarar cirka 50 000h. Det man emellertid vet är att höga temperaturer påverkar prestandan och livslängden negativt(Carlson m. fl., 2021).

Två stora fördelar med PEM elektrolyter är att den är yteffektiv samt att den är enkel att reglera. Det är polymerelektrolyten som bidrar till att cellen blir yteffektiv men en effekt på cirka 30-40 m<sup>2</sup>/MW. Den snabba regleringen innebär att cellen klarar av många olika effekter och att man därav får en mer flexibel produktion. Metoden lämpar sig därav väl för intermittenta kraftslag såsom vind och sol där effekten kan variera snabbt (Carlson m. fl., 2021).

Tekniken är emellertid dyrare än alkaliska celler, vilket inte enbart beror på att teknologin är nyare utan för att sällsynta metaller som iridium och platina behövs. Kostnaden idag uppgår till c. USD 1 100-1 800/kW. Emellertid så förväntas kostnaden minska i och med att tekniken utvecklas, där målet är mellan 200 – 900 USD/kW som ses i tabellen nedan 16 (IEA, 2019).

**Tabell 16:** Visar specifikationer för PEMEC idag och olika förväntningar inför framtiden (IEA, 2019) (Department of Energy, 2022b).

PEM					
Källa	IEA			US Department of Energy	
År	Idag	2030	Longterm	2026	Longterm
Verkingsgrad (%)	56-60	63-68	67-74	69	77
Livlängd (h)	30 000 - 90 000	60 000 - 90 000	100 000 - 150 000	80 000	80 000
CAPEX (USD/kW)	1100 - 1800	650 - 1500	200 - 900	350	200

## 6.5 Lined Rock Cavern

Lined Rock Cavern (LRC) är en metod för att lagra vätgas under jord, som utvecklats för att säkerställa effektiv och säker förvaring av stora mängder gas. Metoden använder stora, konstgjorda hålrum i berggrunden som är fodrade med ett tätskikt för att förhindra gasläckage och skydda omgivande miljöer. LRC är en relativt ny teknik som inte är testad i stor utsträckning, däremot är det en teknik som det investeras i då potentialen att kunna lagra stora volymer av vätgas är god (Masoudi m. fl., 2024). Exempelvis är det teknologin hybrit kommer använda för sitt 100 000 - 120 000 m<sup>3</sup> stora vätgaslager (Hybrit, u. å.).

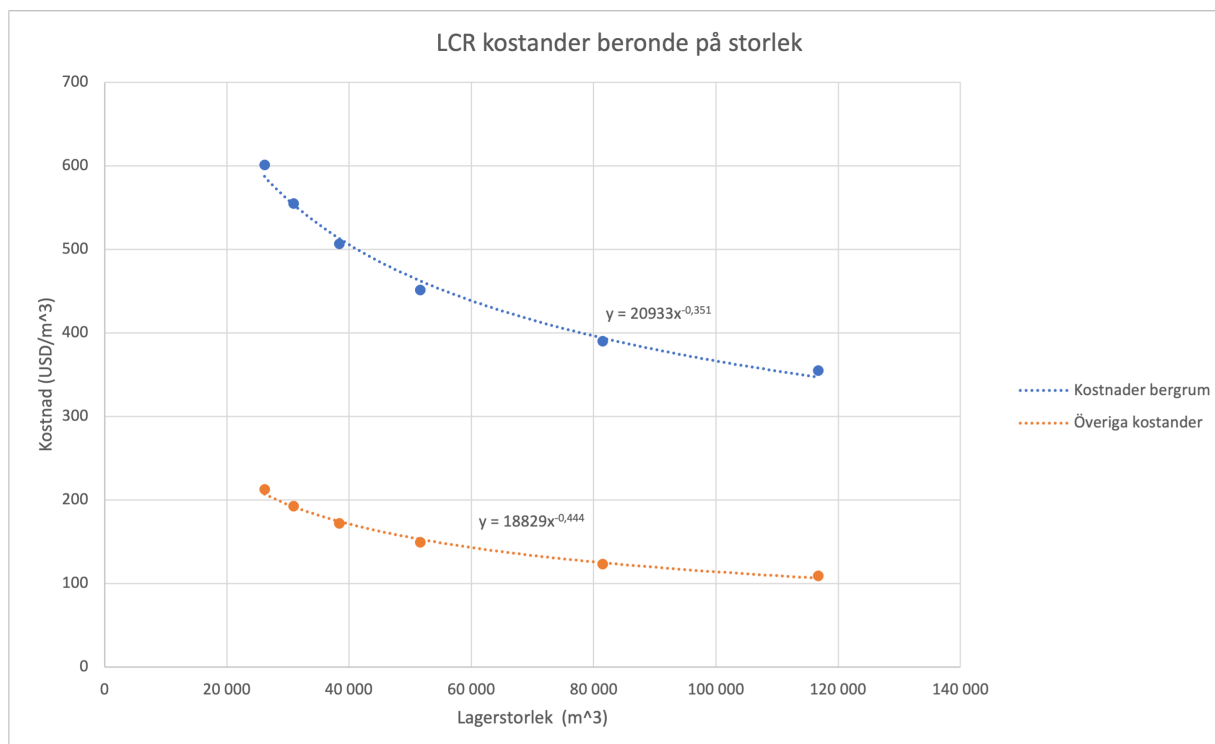
Berggrunden är den viktigaste parametern för LRC då det krävs en berggrund som klarar höga tryck och mycket stress, annars finns risk för att marken trycks upp. Därav blir LRC geografiskt begränsat till områden med stabil och hållfast berggrund. Trycket i lagret brukar ligga omkring 150-300 bar (Mansson, u. å.). Bergrummet som exekveras är oftast cylinderformat med mått omkring 35-40 m i diameter och 50-100 m i höjd, vilket tillåter en maximal volym om cirka 125000 m<sup>3</sup>. Djupet är kring 60-100m, men det beror på berggrundens egenskaper (Masoudi m. fl., 2024). Hybrits lager är emellertid enbart på ett djup om 30m (Hybrit, u. å.). Eftersom vätgas är en liten molekyl som diffunderar lätt måste bergrummet få en ytbeläggning (lining), beläggningen hjälper också till med strukturella stabilisering och lastöverföring. Den består ofta av flera lager av bland annat stål, cement och sprutbetong (Masoudi m. fl., 2024). Vidare måste lagret alltid innehålla gas, så kallad buffert gas vilket gör att hela lagret inte kan utnyttjas. Hur mycket buffert gas som behövs varierar, men för ett lager om 500 000 kg behövs 84 000 kg buffertgas, cirka 17% av lagret (Papadias m. fl., 2021).

Nedan i tabell 17 visas olika kostnader för ett LRC lager beronde på storlek och tryck.

**Tabell 17:** Kostnader för olika LCR lager med varierade tryck och storlek.

Maximalt lagertryck (atm)	75	100	150	200	250	300
Bergrums volym (m <sup>3</sup> )	116 741	81 458	51 630	38 396	30 925	26 130
Kostander bergrum (USD/m <sup>3</sup> ) (Exkavering & ytbeläggning)	354,6	389,8	451,3	506,6	554,6	600,8
Övriga kostander (USD/m <sup>3</sup> ) (Tillstånd, ingenjörskostnader, geologiska undersökningar, etc)	109,2	123,4	149,1	171,9	192,4	212,4
Ovanjordiska kostander (USD/kg H <sub>2</sub> ) (Kompressorer, ventiler, landkostnad etc)	7,6	8,3	9,8	11,0	12,1	13,1

I källan är dessa kostnader angivna i USD/kg för specifika lagerstorlekar med olika tryck, men för beräkningarna har vissa av dessa kostnader omvandlats till USD/m<sup>3</sup>. Detta eftersom stora lager har lägre kubikmeter kostnad än små lager. Bergrumskostnader (CAPEX<sub>B</sub>) samt övriga kostnader (CAPEX<sub>O</sub>) som ingenjörskostnader och geologiska undersökningar antas variera beroende på volym, dessa kostnader illustreras i figur 26. Kostnader för markanläggningar (CAPEX<sub>M</sub>) som kompressorer antas enbart beror på tryck och hur många kg vätgas anläggningen komprimerar. Systemet som används i rapporten håller ett tryck om 300 bar och därav är CAPEX<sub>M</sub> enbart beroende av hur många kg vätgas som elektrolysörerna producerar ( $m_E$ ), detta gäller även för OPEX.



**Figur 26:** Visar en trendlinje hur kostanden per  $m^3$  minskar för de två olika kostnadsområdena *Kostnader bergrum* samt *Övriga kostnader* med lagerstorleken. Notera att *Ovanjordiska kostnader* inte är inkluderade i denna graf då dessa inte antas vara beroende av volym.

## 6.6 Bränsleceller

Bränsleceller används för att omvandla väte- och syrgas till elektricitet och vatten. Teknologin har varit känd länge men det är först på senare år som mycket utveckling skett inom området. Bränslecellen liknar ett öppet flödesbatteri. Cellen består av en elektrolyt samt en anod och katod. Vätgas förs till anoden där den oxiderar till protoner och elektroner, protonerna passerar via elektrolyten till katoden medan elektronerna går via en elektrisk krets. Vid katoden matas syrgas in som reagerar till vatten (Department of Energy, u. å.).

Det finns flera olika teknologier, men för stationära krafttillämpningar är det främst PEMFCs, PAFCs och SOFCs som är relevanta (IEA, 2019). Den största anläggningen i världen (2021) har en total kapacitet på 79 MW (Fuel Cells Bulletin, 2021). De flesta bränsleceller återfinns emellanåt i transportsektorn med en bruklig installerad effekt runt 100kW (Edvall, Hamon m. fl., 2024).

Bränsleceller har en relativt hög verkningsgrad, i alla fall om den jämförs med vanliga värmemotorer. Verkningsgraden uppgår till 65% vilket kan öka i framtiden (IVA, 2022). Kostnaden är emellertid hög, omkring 14 000 kr/kW (Lundbland, 2022). Det som bränsleceller idag har problem med är snabba regleringar och kallstartar då dessa degraderar membranet och därav förkortar livslängden på cellen (Edvall, Hamon m. fl., 2024). Uppstartstidens beror på teknik men för exempelvis en PEMFC är den på några sekunder till en minut (Yueqi m. fl., 2018).

## 6.7 Gasturbiner

Gasturbiner är en mogen teknik som där det totalt finns en installerad effekt i världen på 1,88 TW och enbart i Europa så produceras runt 20% av all el via gaskraftverk (Statista, 2024) (Europeiska rådet, 2024). Anläggningarna varierar i storlek där det finns allt från mindre turbiner på 200 kW till större turbiner om 600 000 kW (för enkel cykel). Trots att tekniken idag är välbeprövad ligger mycket fokus på utveckling, då det finns en ökad efterfrågan att använda bränslen som ammoniak, E-metanol eller vätgas istället för naturgas (Genrup, 2022). Idag drivs vissa turbiner delvis på vätgas, där exempelvis Siemens SGT-800 kan ha 75% inblandning. Emellertid menar många tillverkare att de kommer att lansera turbiner som kan drivas helt på vätgas, där Siemens mål är 2030 (Siemens, 2023).

Gasturbiner kan delas in i turbiner med enkel cykel och med kombicykel. I en turbin med kombicykel används restvärmen för att hetta upp ånga för att i sin tur driva en ångturbin vilket ökar den totala verkningsgraden från cirka 40 % till 60%. Emellertid är investeringskostnaden mycket högre från en dubbelcyklig turbin. En Siemens SGT-800 med enkel cykel kostar 333 USD/kW medan en med kombicykel kostar 933 USD/kW. Jämfört med bränsleceller som beskrevs ovan så är investeringskostnaden (CAPEX) lägre för gasturbiner, där själva bränslet står för den största kostnaden (60% vid drifttid om 30% av året 77% vid 70% drifttid). Generell rörlig service kostnad ( $OPEX_R$ ) uppgår till 3 USD/MWh, medan fasta drift och underhålls kostnader ( $OPEX_F$ ) är 5 USD/kW per år (Genrup, 2022).

Fördelar med gasturbiner är att de ger stor effekt i förhållande till sin storlek samt att investeringskostnaden är låg (Sundström, 2018). Vidare har gasturbiner en kort uppstartstid om 3-15 minuter vilket gör dessa mycket flexibla. Tack vare dessa egenskaper så lämpar sig gasturbiner för störningsreserv vilket är dess främsta användningsområde i Sverige idag (Genrup, 2022).

I denna rapport används parametrar för Siemens SGT-800 57 MW i vätgassystemet vilket innebär att kostnaderna ökar linjärt med den installerade effekten. För mindre system med lägre effekt är dock kostaden per installerad effekt högre (Genrup, 2022), vilket inte rapporten tar hänsyn till. För större system, exempelvis för system med en installerad effekt på 171 MW används tre gasturbiner istället en stor.

## 6.8 Vindpark

**Tabell 18:** Investeringskostnader (CAPEX) för havsbaserad vind givet i £/MW. Därefter beräknad för en park om 1800 MW under året 2035 (BVG Associates, u. å.).

Område	£/MW	Kostnader (Mn kr)
Utveckling och projektledning	120000	2825
Nacell	400000	9418
Rotor	190000	4473
Torn	70000	1648
Installation och idrifttagning (Turbin)	340000	8005
Exportkabel	130000	3061
Internt kabelnät	35000	824
Kabelskydd	2000	47
Jacket fundament (BVG Associates, 2019)	350000	8240
Offshore transformatorstation	120000	2825
Onshore transformatorstation	30000	706
Driftbas	3000	71
Installation och idrifttagning (fundament kablar)	650000	15304
Tot idag	-	57447
Minskning av kostnaden till 2035 (Shields m. fl., 2022)	-	25%
<b>Tot CAPEX</b>	-	<b>43085</b>

**Tabell 19:** Drift- och underhållskostnader (OPEX) för havsbaserad vind givet i Mn kr/MW per år. Därefter beräknad för en park om 1800 MW under året 2035 (BVG Associates, u. å.).

Typ	Mn kr/MW per år	Kostnad/år
Operations	0,327	588,6
Maintenance	0,654	1177,2
Tot idag		1765,8
Minskning av kostnaden till 2035 (Shields m. fl., 2022)		28%
<b>Tot OPEX</b>		<b>1271</b>

## 6.9 Övriga kostnader och parametrar

**Tabell 20:** Övriga kostnader och parametrar använda i rapport

Densitet H <sub>2</sub> vid 300 bar	20,54 kg/m <sup>3</sup>	(Blomstrand, 2019)
Energiinnehåll H <sub>2</sub>	33,6 kWh/kg	(IVA, 2022)
Vattenkonsumtion elektrolysör	9 liter/kg	(IVA, 2022)
Vattenkostnad	50 kr/m <sup>3</sup>	(N. Eriksson m. fl., 2023)
Stack byte kostnad	30% av CAPEX <sub>E</sub>	(N. Eriksson m. fl., 2023)
Kompressor verkningsgrad	90%	(IVA, 2022)
Pund till kronor	13,08	
Dollar till kronor	10,28	



# Bilaga B - Kod

## 6.10 Statistisk modell för simulering av elpris

Statistiskmodell för att förutspå framtida elpriser

```
import os
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import plotly.express as px
import plotly.graph_objs as go
from plotly.subplots import make_subplots
from datetime import datetime
import numpy as np
import plotly.offline as pyo
import statsmodels.api as sm
from statsmodels.graphics.tsaplots import plot_acf, plot_pacf
from prettytable import PrettyTable
import scipy.signal

#Constants
elec_output = 100 #MW
eff_elec = 0.68
gas_to_power = 400 #MW
low_limit = 57 #öre/kWh
OPEX_gas = 50 #öre/kWh
high_limit = low_limit + 120 #/(0.24) + 93
weight_conv = 0.336 #kWh/kg
vol_conv = 30 #m3/kg at 300 bar
store_cap = 600000 #m3
min_cap = store_cap*0.1 #m3
hours_of_year = pd.date_range(start='2023-01-01', end='2023-12-31', freq='H')

data_collection_folder = 'data_collection'

# Read CSV files from the 'data_collection' folder
df_prod = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_prod.csv'))
df_prices = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_prices.csv'))
df_month = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_month.csv'))
df_export = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_export.csv'))
df_wind = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_wind.csv'))
df_wind = df_wind.rename_axis('Date')
df_high = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_high.csv'))
df_low = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_low.csv'))
df_ind = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_ind.csv'))
df_windSE4 = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_windSE4.csv'))
```

```

df_konSE4 = pd.read_csv(os.path.join(data_collection_folder, 'df_konSE4.csv'))

df_export['diff'] = df_export['export'] - df_month['import']
df_konSE4['diff'] = df_windSE4['Production Total'] - df_konSE4['Consumption Total']

# Rename the 'Vindkraft' column and drop other columns for each dataframe
for name, df in zip(['high', 'low', 'ind'], [df_high, df_low, df_ind]):
    column_name = f'Vindkraft - {name}'
    df.rename(columns={'Vindkraft': column_name}, inplace=True)
    df.drop(df.columns.difference([column_name]), axis=1, inplace=True)

# Concatenate the dataframes into a new dataframe called df_scen
df_scen = pd.concat([df_high, df_low, df_ind], axis=1)
# Remove the first two rows from df_scen
df_scen = df_scen.iloc[2:]

# Create a DataFrame with the provided table data
data = {
    'Vindkraft - high 2025': [64.88],
    'Vindkraft - high 2030': [49.6],
    'Vindkraft - high 2035': [49.6],
    'Vindkraft - high 2040': [53],
    'Vindkraft - high 2045': [53],
    'Vindkraft - high 2050': [58.7],
    'Vindkraft - low 2025': [64.88],
    'Vindkraft - low 2030': [43.2],
    'Vindkraft - low 2035': [43.2],
    'Vindkraft - low 2040': [49.3],
    'Vindkraft - low 2045': [49.3],
    'Vindkraft - low 2050': [52.3],
    'Vindkraft - ind 2025': [64.88],
    'Vindkraft - ind 2030': [41.9],
    'Vindkraft - ind 2035': [41.9],
    'Vindkraft - ind 2040': [42.9],
    'Vindkraft - ind 2045': [42.9],
    'Vindkraft - ind 2050': [52.1]
}

# Create DataFrame from the provided data
df_avg = pd.DataFrame(data)

# Transpose the DataFrame
df_avg = df_avg.T

# Set the column name to 'Pris' (Price)

```

```
df_avg.columns = ['Pris']
```

```
# Rename the index to 'Date'
```

```
df_avg.index.name = 'Scenario'
```

## Volatilitet och samband

```
monthly_volatility = df_prices['SE4'].resample('M').std()
```

```
monthly_wind = df_month['Vindkraft']#/df_month['total tillförsel av el']
```

```
# Resample monthly_wind to monthly frequency
```

```
monthly_wind = monthly_wind.resample('M').sum()
```

```
# Reindex monthly_wind to match the index of monthly_volatility
```

```
monthly_wind = monthly_wind.reindex(monthly_volatility.index)
```

```
# Filter out data for the year 2022
```

```
monthly_volatility_filtered = monthly_volatility[monthly_volatility.index.year != 2022]
```

```
monthly_wind_filtered = monthly_wind[monthly_wind.index.year != 2022]
```

```
X = monthly_wind_filtered
```

```
# Add constant to the independent variables
```

```
X = sm.add_constant(X)
```

```
# Filter out data for the year 2022 in the dependent variable as well
```

```
y = monthly_volatility_filtered
```

```
# Fit the regression model
```

```
model = sm.OLS(y, X)
```

```
results = model.fit()
```

```
wind_coef = results.params['Vindkraft']
```

```
#Print regression results
```

## Beräkning av STD

```
# Create an empty DataFrame to store the results for each scenario
```

```
std_fut_df = pd.DataFrame()
```

```
total_wind_2023 = df_month.loc['2023', 'Vindkraft'].sum()
```

```
for column in df_scen.columns:
```

```
    for year in df_scen.index:
```

```
        total_wind_fut = df_scen.loc[year, column] * 1000 # Convert to GWh
```

```
        wind_fut = total_wind_fut / total_wind_2023
```

```

# Multiply the calculated value to each monthly value in df_month for the year 2023
vind_fut = df_month.loc['2023', 'Vindkraft'] * wind_fut

diff_std = (vind_fut - df_month.loc['2023', 'Vindkraft']) * wind_coef

# Step 2: Reindex diff_std to match the year and month of monthly_volatility['2023']
diff_std_reindexed = diff_std.reindex(monthly_volatility['2023'].index, method='ffill')
std_fut = monthly_volatility['2023'] + diff_std_reindexed

# Add the results as a new column to std_fut_df
std_fut_df[f"{column} {year.strftime('%Y')}"] = std_fut

```

## Prissimulering

```

# Electricity prices for the year 2023 (example data)
electricity_prices_2023 = df_prices.loc['2023']['SE4'].copy()

# Modeled standard deviation for each month in the year 2050 (example data)
number_of_hours = 730
number_of_simulations = 1
# Define the window size for the moving average
window_size = 12 # Adjust this window size as needed

# Split the electricity prices for the year 2023 into 12 parts, one for each month
electricity_prices_2023_months = np.split(electricity_prices_2023, 12)

# Create an empty DataFrame to store the results
price_fut_df = pd.DataFrame()

# Initialize simulated_prices outside the outer loop
simulated_prices = np.zeros((number_of_simulations, len(std_fut_df), number_of_hours))

avg_2023 = electricity_prices_2023.mean()

# Define the window size for the moving average
window_size = 12 # Adjust this window size as needed

for scenario in std_fut_df.columns:
    # Loop over each scenario
    # Reset simulated_prices for each scenario
    simulated_prices.fill(0)

    for sim in range(number_of_simulations):
        # Loop over each simulation

```

```

        for month, std_deviation in std_fut_df.iterrows():
# Loop over each month and its corresponding standard deviation
            random_fluctuations = np.random.normal(df_avg.loc[scenario, 'Pris']
            -avg_2023 , std_deviation[scenario], number_of_hours)

            month_index = month.month - 1
# Assuming month is a Timestamp object, and months are 1-indexed

# Add random fluctuations to the electricity price for the year 2023 for each hour in the month
            simulated_prices[sim, month_index, :] =
            electricity_prices_2023_months[month_index] + random_fluctuations

# Calculate the average of all simulations for each hour to get the expected price development
            average_prices = np.mean(simulated_prices, axis=0)

# Apply moving average smoothing
            smoothed_prices = np.apply_along_axis(
            lambda x: np.convolve(x, np.ones(window_size)/window_size, mode='same'), axis=1, arr=average_prices)

# Concatenate the arrays for all months
            all_hours_prices = np.concatenate(smoothed_prices, axis=0)
            price_fut_df[scenario] = all_hours_prices

# Define the start and end dates for the year
            start_date = '2023-01-01'
            end_date = '2024-01-01'

# Create a DatetimeIndex with hourly frequency for the entire year
            datetime_index = pd.date_range(start=start_date, end=end_date, freq='H')

# Remove the year from the datetime index
            datetime_index = datetime_index[:-1] # Remove the last element

# Assign the modified DatetimeIndex to the index of price_fut_df
            price_fut_df.index = datetime_index

# Define the folder name
            folder_name = 'result_collection'

# Create the folder if it doesn't exist
            if not os.path.exists(folder_name):
                os.makedirs(folder_name)

# Define the file path for saving the CSV file
            file_path = os.path.join(folder_name, 'price_fut_df.csv')

```

```
# Save df_ind to CSV
price_fut_df.to_csv(file_path)
```

## 6.11 Optimering av konfiguration

### Beräkningar

#### Ladda in data

```
import os
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import plotly.express as px
import plotly.graph_objs as go
from plotly.subplots import make_subplots
from datetime import datetime
import numpy as np
from statsmodels.tsa.stattools import grangercausalitytests
from statsmodels.tsa.arima.model import ARIMA
from prettytable import PrettyTable
import statsmodels.api as sm
from statsmodels.graphics.tsaplots import plot_acf, plot_pacf
from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D

# Define the folder where the CSV files are located
data_collection_folder = 'data_collection'

# Read price_fut_df from CSV
price_fut_df = pd.read_csv(os.path.join('result_collection', 'price_fut_df.csv'))
```

### Konstanter och parametrar

#### Parametrar

```
#Parametrar att ändra
timmar_start_cell = 4500 # timmar start elektrolysör
gasturbin_timmar_cell = 1500 # timmar
gas_to_power= 57 # Gasturbin effekt MW, 57 , 114, 171, 228, 285
elec_output = 70 #Elektrolysörer effekt
LagerF= 0.125 #Lagerförhållande
hours_of_year = pd.date_range(start='2023-01-01', end='2024-01-01', freq='H')
hours_of_year = hours_of_year[:-1]
```

#### Fasta Konstanter

```
#Konstanter
weight_conv = 0.0336 #MWh/kg
```

```

vol_conv = 20.537 # kg/m^3 vid 300 bar
low_limit = 57 #öre/kWh
discontrate= 0.07 # 7% ränta
eff_elec = 0.745 # För elektrolysör
V_in = elec_output * eff_elec / (weight_conv * vol_conv)
V_out = gas_to_power / (weight_conv * vol_conv)

#Valuta
USD_till_SEK = 10.28

```

## Rörliga Konstanter

### Elektrolysör

```

#Konstanter elektrolysörer
Pro_kWh = (weight_conv*1000)/eff_elec #kWh/kg H^2
Produktion_per_timme=elec_output/(Pro_kWh/1000)
Capital_cost = 325 # USD/kW
Kapital_kostnad = Capital_cost*USD_till_SEK*1000 # SEK/MW
CAPEX_elektrolysör = Kapital_kostnad*elec_output # Investeringskostnad AEC
NPV_CAPEX_E=CAPEX_elektrolysör #Nettonu värde elektrolysör
OM_kostand_E=0.02 #Av CAPEX
Vatten_kostand =0.45 # SEK/kg H2
Livstid=102500 # timmar innan stack byte
OPEX_stack=CAPEX_elektrolysör*0.3 # Kostand för stackbyte
OPEX_fast_E = (CAPEX_elektrolysör*0.02)#OPEX O&M per år

```

### Lager

```

#Konstanter lager
CAPEX_ovan = 13.1 # USD/kg

```

### Gastrubiner

```

#Konstanter gasturbiner
Siemens_turbin_effekt=57 # MW
Antal=gas_to_power/Siemens_turbin_effekt
Kapitalkostnad_st=19000000 #*1.8 # USD/turbin
CAPEX_gas = Kapitalkostnad_st*Antal*USD_till_SEK #Nettonvärde CAPEX gasturbin
Fast_OPEX_gas=5*1000*USD_till_SEK #SEK/MW
Fast_OPEX_gas_tot=Fast_OPEX_gas*gas_to_power
NPVOPEX_fast=Fast_OPEX_gas_tot*(1-(1+discontrate)**(-30))/discontrate

```

## Rörliga parametrar

### Elektrolysör

```
def OPEX_elektrolys(h_el):  
    #Saker beronde av timmar_start_cell  
    kg_year=Produktion_per_timme*timmar_start_cell  
    Year_of_stack_replacement= Livstid/timmar_start_cell #År för byte av stacks  
    OPEX_Vatten = (0.45*kg_year)#OPEX för vatten/per år, beror av elektrolysör timmar  
    OPEX_annualy = OPEX_fast_E+OPEX_Vatten  
    NPV_OPEX_E=(OPEX_annualy*(1-(1+discontrate)**(-30))/discontrate)+OPEX_stack/((1+discontrate)  
    **Year_of_stack_replacement)  
    return NPV_OPEX_E
```

### Lager

```
def CAP_OPEX_lager(h_el):  
  
    timmar_start_cell = h_el  
  
    kg_year=Produktion_per_timme*timmar_start_cell  
    Produktion_L=kg_year*0.9 #Genomflöde förluster kompressor  
  
    volym = (kg_year*LagerF)/vol_conv #lagervolym  
    min_cap = volym*0.17 #Buffert gas  
  
    OPEX_kg = (252000+15047+102630)/500000 #OPEX per kg vätgas /år  
    CAPEX_Bergrum = 20933*volym**(-0.351) # USD/m^3 funktion för priset beronde av volymen  
    CAPEX_Övrigt = 18829*volym**(-0.444) # USD/m^3 funktion för priset beronde av volymen  
    CAPEX_under = CAPEX_Övrigt+CAPEX_Bergrum #Tot CAPEX beronde av volym USD/m^3  
  
    NPVCAPEX_lager = (volym*CAPEX_under + kg_year*LagerF*CAPEX_ovan)*USD_till_SEK  
    OPEX_lager = OPEX_kg*kg_year*LagerF*USD_till_SEK  
  
    return NPVCAPEX_lager, OPEX_lager, Produktion_L
```

### Gastrubin

```
def OPEX_gastrbin(h_gas):  
  
    gasturbin_timmar_cell = h_gas  
  
    Produktion_gas = gasturbin_timmar_cell * gas_to_power  
  
    OPEX_pro = Produktion_gas*30.84 # Där 30.84 är Service OPEX/producerad MWh
```



```
NPVOPEX_pro = OPEX_pro*(1-(1+discontrate)**(-30))/discontrate
```

```
OPEX_gas = NPVOPEX_fast + NPVOPEX_pro
```

```
return OPEX_gas
```

## Funktioner

```
def update_param(gas_to_power, elec_output, LagerF):
    global Produktion_per_timme, CAPEX_elektrolysör, NPV_CAPEX_E,
    OPEX_stack, OPEX_fast_E, Antal, CAPEX_gas, Fast_OPEX_gas_tot, NPVOPEX_fast, V_in, V_out

    V_in = elec_output * eff_elec / (weight_conv * vol_conv)
    V_out = gas_to_power / (weight_conv * vol_conv)

    # Konstanter för elektrolysörer
    Produktion_per_timme = elec_output / (Pro_kWh / 1000)
    CAPEX_elektrolysör = Kapital_kostnad * elec_output # Investeringskostnad AEC
    NPV_CAPEX_E = CAPEX_elektrolysör # Nettonu värde elektrolysör
    OPEX_stack = CAPEX_elektrolysör * 0.3 # Kostand för stackbyte
    OPEX_fast_E = (CAPEX_elektrolysör * 0.02) # OPEX O&M per år

    # Konstanter för gasturbiner
    Antal = gas_to_power / Siemens_turbin_effekt
    CAPEX_gas = Kapitalkostnad_st * Antal * USD_till_SEK # Nettonuvärde CAPEX gasturbin
    Fast_OPEX_gas_tot = Fast_OPEX_gas * gas_to_power
    NPVOPEX_fast = Fast_OPEX_gas_tot * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate

    # Store parameters that depend on LagerF, elec_output, or gas_to_power in a dictionary
    parameters = {
        'Lagerförhållande': LagerF,
        'Gasturbin': gas_to_power,
        'Elektrolysör': elec_output,
        'Produktion_per_timme': Produktion_per_timme,
        'CAPEX_elektrolysör': CAPEX_elektrolysör,
        'NPV_CAPEX_E': NPV_CAPEX_E,
        'OPEX_stack': OPEX_stack,
        'OPEX_fast_E': OPEX_fast_E,
        'Antal': Antal,
        'CAPEX_gas': CAPEX_gas,
        'Fast_OPEX_gas_tot': Fast_OPEX_gas_tot,
        'NPVOPEX_fast': NPVOPEX_fast,
        'V_in': V_in ,
    }
```

```

        'V_out':V_out
    }

    return parameters
def run_lcoe(h_el, h_gas):

    NPV_OPEX_E = OPEX_elektrolys(h_el)
    OPEX_gas = OPEX_gastrbin(h_gas)
    NPVCAPEX_lager, OPEX_lager, Produktion_L = CAP_OPEX_lager(h_el)

    # Elektrolysör
    Produktion_E = Produktion_per_timme * h_el
    NPV_E = Produktion_E * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate

    if NPV_E == 0: # Use '==' for comparison
        return None
    LCOH = ((NPV_OPEX_E + NPV_CAPEX_E) / NPV_E) / 33.6

    # Lager
    NPVOPEX_lager = OPEX_lager * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate
    NPV_L = Produktion_L * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate

    if NPV_L == 0: # Use '==' for comparison
        return None

    LCOE_L = ((NPVOPEX_lager + NPVCAPEX_lager) / NPV_L) / 33.6 # SEK/kWh lagrat #

    # Gasturbiner
    Produktion_gas = gas_to_power * h_gas
    NPV_gasproduktion = Produktion_gas * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate
    if NPV_gasproduktion == 0: # Use '==' for comparison
        return None
    LCOE_G = ((OPEX_gas + CAPEX_gas) / NPV_gasproduktion) / 1000 # LCOE för gasturbin SEK/KWh

    LCOE_tot = (LCOE_G + LCOE_L + LCOH) * 100 # öre/kWh

    return LCOE_tot
def run_hours(price, lcoe):

    trendline, lower_trend, upper_trend = run_trend(price, lcoe)
    hours_below_low = (price < lower_trend).sum()
    hours_above_high = (price > upper_trend).sum()

```

```

vol, min_vol = run_volume(hours_below_low)
non_emptyable_hours = 0
non_increase_hours = 0
vol_lager = 0 # Initialize vol_lager outside the loop

for i, spot_price in enumerate(price):
    if i != 0: # Skip the first iteration
        if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager > min_vol:
            vol_lager -= V_out
        if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager <= min_vol:
            non_emptyable_hours += 1 # Increment the counter
        elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager < vol:
            vol_lager += V_in
        elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager >= vol:
            non_increase_hours += 1 # Increment the counter

hours_below_low -= non_increase_hours # Adjust hours_below_low
hours_above_high -= non_emptyable_hours # Adjust hours_above_high

return lcoe, hours_above_high, hours_below_low

def run_storage(price, upper_trend, lower_trend, vol, min_vol):
    vol_lager = [] # Initialize an empty list to store volume values

    for i, spot_price in enumerate(price):
        if i == 0:
            vol_lager.append(0) # Add initial volume value at time step 0
        else:
            if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager[-1] > min_vol:
                vol_lager.append(vol_lager[-1] - V_out)
            elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager[-1] < vol:
                vol_lager.append(vol_lager[-1] + V_in)
            else:
                vol_lager.append(vol_lager[-1]) # If conditions not met, maintain the current volume

    return np.array(vol_lager)

def run_profit(price, upper_trend, volume, min_vol, h_el):
    profit = []
    NPVCAPEX_lager, *_ = CAP_OPEX_lager(h_el)
    Capex_hyd = CAPEX_elektrolysör + CAPEX_gas + NPVCAPEX_lager

    for i, spot_price in enumerate(price):
        if i == 0:
            profit.append(0)

```

```

    else:
        if spot_price > upper_trend[i] and volume[i] > min_vol:
            M_in = gas_to_power * spot_price * 10
            profit.append(profit[-1] + M_in)
        else:
            profit.append(profit[-1])
    payback = Capex_hyd / (profit[-1])
    return np.array(profit), payback

def run_trend(price, lcoe):
    x = np.arange(len(price))
    trend_coefficients = np.polyfit(x, price, 2)
    trendline_poly = np.poly1d(trend_coefficients)

    trendline = trendline_poly(x)
    lower_trend = trendline - (np.mean(trendline) - 57)
    upper_trend = lower_trend + lcoe

    return trendline, lower_trend, upper_trend

def run_volume(h_el):
    vol = (Produktion_per_timme*h_el*LagerF)/20
    min_vol = vol*0.17
    return vol, min_vol

def run_test(price, lcoe):
    # Initialize the 'work' variable
    work = False
    new_lcoe = lcoe

    for i in range(50):
        new_lcoe, h_gas1, h_el1 = run_hours(price, new_lcoe) # Update new_lcoe here

        lcoe_test = run_lcoe(h_el1, h_gas1) # Fixed variable order

        # Check if lcoe_test is None (indicating NPV is zero in run_lcoe function)
        if lcoe_test is None:
            work = False
            break

        if new_lcoe == lcoe_test or np.isnan(lcoe_test): # Check for equality or NaN
            work = True
            break

        elif np.isnan(new_lcoe) or np.isinf(lcoe_test): # Check for NaN or infinity
            work = False

```

```

        break

    new_lcoe = lcoe_test

    return work, new_lcoe, h_gas1, h_el1 # Return the updated lcoe

```

## Optimizing

```

from tqdm import tqdm

# Initialize an empty list to store the data
data_to_append = []
trend_data = {}

gas_multiple = range(45, 101)
elec = range(1, 101)
lagF = [0.125, 0.0625, 0.3125]

# Total number of iterations
total_iterations = len(gas_multiple) * len(elec) * len(price_fut_df.columns) * len(lagF)

# Wrap the innermost loop with tqdm for progress tracking
with tqdm(total=total_iterations, desc="Total iterations") as pbar:
    for m in gas_multiple:
        gas_turbine = m
        for e in elec:
            for column in price_fut_df.columns:
                price = price_fut_df[column]
                for lag in lagF:
                    lcoe = 40
                    LagerF = lag # Using the current value from lagF list

                    parameters = update_param(gas_turbine, e, lag)
                    work, lcoe, h_gas, h_el = run_test(price, lcoe)

                    # Check if work is False (indicating the scenario is not feasible)
                    if not work:
                        data_to_append.append({
                            'Scenario': column,
                            'Possible': work,
                            'Inventory Ratio': lag,
                            'Gas Turbine': gas_turbine,
                            'Electrolyzer': e,
                            'LCOE': lcoe,

```

```

        'Hours: Electrolyzer': h_el,
        'Hours: Gas Turbine': h_gas,
    })
    pbar.update(1)
    continue

vol, min_vol = run_volume(h_el) # Calculate volume and minimum volume

trendline, lower_trend, upper_trend = run_trend(price, lcoe)
volume = run_storage(price, upper_trend, lower_trend, vol, min_vol)
profit, payback = run_profit(price, upper_trend, volume, min_vol, h_el)

# Create a DataFrame for the trend data of the current scenario
scenario_trend_df = pd.DataFrame({
    'Trendline': trendline,
    'Upper Trend': upper_trend,
    'Lower Trend': lower_trend,
    'Volume': volume,
    'Income': profit
}, index=hours_of_year)

# Save scenario_trend_df in trend_data with the specified key
key = f"{gas_turbine}_{e}_{lag}_{column}"
trend_data[key] = scenario_trend_df

# Append data to data_to_append
data_to_append.append({
    'Scenario': column,
    'Possible': work,
    'Inventory Ratio': lag,
    'Gas Turbine': gas_turbine,
    'Electrolyzer': e,
    'LCOE': lcoe,
    'Max Volume': vol,
    'Min Volume': min_vol,
    'Hours: Electrolyzer': h_el,
    'Hours: Gas Turbine': h_gas,
    'Income': profit[-1],
    'Payback Period': payback
})

# Update the progress bar

```

```

pbar.update(1)

# Create DataFrame from data_to_append
df_corrected_volume_test = pd.DataFrame(data_to_append)

df_corrected_volume_test = pd.DataFrame(data_to_append).set_index('Scenario')

print(df_corrected_volume_test)

# Define the folder name
folder_name = 'result_collection'

# Create the folder if it doesn't exist
if not os.path.exists(folder_name):
    os.makedirs(folder_name)

# Define the file path for saving the CSV file
file_path = os.path.join(folder_name, 'df_corrected_volume_test2.csv')

# Save df_ind to CSV
df_corrected_volume_test.to_csv(file_path)

# Define the file path for saving the Excel file
excel_file_path = os.path.join(folder_name, 'df_corrected_volume_test2.xlsx')

# Save df_ind to Excel
df_corrected_volume_test.to_excel(excel_file_path)

```

## 6.12 Lönsamhetsberäkningar för fast konfiguration

### Beräkningar

#### Ladda in data

```

import os
import pandas as pd
import matplotlib.pyplot as plt
import plotly.express as px
import plotly.graph_objs as go
from plotly.subplots import make_subplots
from datetime import datetime
import numpy as np
from statsmodels.tsa.stattools import grangercausalitytests
from statsmodels.tsa.arima.model import ARIMA
from prettytable import PrettyTable
import statsmodels.api as sm

```

```

from statsmodels.graphics.tsaplots import plot_acf, plot_pacf
import xlwings as xw
from mpl_toolkits.mplot3d import Axes3D
import math
import pandoc

# Read price_fut_df from CSV
price_fut_df = pd.read_csv(os.path.join('result_collection', 'price_fut_df.csv'))

```

## Konstanter och parametrar

### Parametrar

```

#Parametrar att ändra
timmar_start_cell = 5000 # timmar start elektrolysör
gasturbin_timmar_cell = 5000 # timmar
gas_to_power = 186 # Gasturbin effekt MW, 57 , 114, 171, 228, 285
elec_output = 101 #Elektrolysörer effekt
LagerF = 0.0625 #Lagerförhållande
hours_of_year = pd.date_range(start='2023-01-01', end='2024-01-01', freq='H')
hours_of_year = hours_of_year[:-1]

```

### Fasta Konstanter

```

#Konstanter
weight_conv = 0.0336 #MWh/kg
vol_conv = 20.537 # kg/m3 vid 300 bar
low_limit = 57 #öre/kWh
discontrate= 0.07 # 7% ränta
eff_elec = 0.745 # För elektrolysör
V_in = elec_output * eff_elec / (weight_conv * vol_conv)
V_out = gas_to_power / (weight_conv * vol_conv)

#Valuta
USD_till_SEK = 10.28

```

### Rörliga Konstanter

#### Elektrolysör

```

#Konstanter elektrolysörer
Pro_kWh = (weight_conv*1000)/eff_elec #kWh/kg H2
Produktion_per_timme=elec_output/(Pro_kWh/1000)
Capital_cost = 325 # USD/kW
Kapital_kostnad = Capital_cost*USD_till_SEK*1000 # SEK/MW
CAPEX_elektrolysör = Kapital_kostnad*elec_output # Investeringskostnad AEC
NPV_CAPEX_E=CAPEX_elektrolysör #Nettonu värde elektrolysör
OM_kostand_E=0.02 #Av CAPEX

```



```
Vatten_kostand =0.45 # SEK/kg H2
Livstid=102500 # timmar innan stack byte
OPEX_stack=CAPEX_elektrolysör*0.3 # Kostand för stackbyte
OPEX_fast_E = (CAPEX_elektrolysör*0.02)#OPEX O&M per år
```

## Lager

```
#Konstanter lager
CAPEX_ovan = 13.1 # USD/kg
```

## Gastrubiner

```
#Konstanter gasturbiner
Siemens_turbin_effekt= 57 # MW
Antal=gas_to_power/Siemens_turbin_effekt
Kapitalkostnad_st=19000000 #* 1.8 # USD/turbin
CAPEX_gas = Kapitalkostnad_st*Antal*USD_till_SEK #Nettonvärde CAPEX gasturbin
Fast_OPEX_gas=5*1000*USD_till_SEK #SEK/MW
Fast_OPEX_gas_tot=Fast_OPEX_gas*gas_to_power
NPVOPEX_fast=Fast_OPEX_gas_tot*(1-(1+discontrate)**(-30))/discontrate
```

## Rörliga parametrar

### Elektrolysör

```
def OPEX_elektrolys(h_el):
    timmar_start_cell = h_el
    no = 1
    #Saker beronde av timmar_start_cell
    kg_year = Produktion_per_timme * timmar_start_cell
    Year_of_stack_replacement = Livstid / timmar_start_cell # År för byte av stacks
    Year_of_stack_replacement = math.ceil(Year_of_stack_replacement) # Round up to nearest year

    if Year_of_stack_replacement > 30:
        no = 0

    OPEX_Vatten = 0.45 * kg_year # OPEX för vatten/per år, beror av elektrolysör timmar

    OPEX_annualy = OPEX_fast_E + OPEX_Vatten

    NPV_OPEX_E = (OPEX_annualy * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate) +
        no * (OPEX_stack / ((1 + discontrate) ** Year_of_stack_replacement))
    return NPV_OPEX_E
```

## Lager

```
def CAP_OPEX_lager(h_el):

    timmar_start_cell = h_el

    kg_year=Produktion_per_timme*timmar_start_cell
    Produktion_L=kg_year*0.9 #Genomflöde förluster kompressor

    volym = (kg_year*LagerF)/vol_conv #lagervolym
    min_cap = volym*0.17 #Buffert gas

    OPEX_kg = (252000+15047+102630)/500000 #OPEX per kg vätgas /år
    CAPEX_Bergrum = 20933*volym**(-0.351) # USD/m^3 funktion för priset beronde av volymen
    CAPEX_Övrigt = 18829*volym**(-0.444) # USD/m^3 funktion för priset beronde av volymen
    CAPEX_under = CAPEX_Övrigt+CAPEX_Bergrum #Tot CAPEX beronde av volym USD/m^3
    NPVCAPEX_lager = (volym*CAPEX_under + kg_year*LagerF*CAPEX_ovan)*USD_till_SEK
    OPEX_lager = OPEX_kg*kg_year*LagerF*USD_till_SEK

    return NPVCAPEX_lager, OPEX_lager, Produktion_L
```

## Gastrubin

```
def OPEX_gastrbin(h_gas):

    gasturbin_timmar_cell = h_gas

    Produktion_gas = gasturbin_timmar_cell * gas_to_power

    OPEX_pro = Produktion_gas*30.84 # Där 30.84 är Service OPEX/producerad MWh

    NPVOPEX_pro = OPEX_pro*(1-(1+discontrate)**(-30))/discontrate

    OPEX_gas = NPVOPEX_fast + NPVOPEX_pro

    return OPEX_gas
```

## Funktioner

```
def run_lcoe(h_el, h_gas):

    NPV_OPEX_E = OPEX_elektrolys(h_el)
    OPEX_gas = OPEX_gastrbin(h_gas)
    NPVCAPEX_lager, OPEX_lager, Produktion_L = CAP_OPEX_lager(h_el)
```

```

# Elektrolysör
Produktion_E = Produktion_per_timme * h_el
NPV_E = Produktion_E * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate

if NPV_E == 0: # Use '==' for comparison
    return None
LCOH = ((NPV_OPEX_E + NPV_CAPEX_E) / NPV_E) / 33.6

# Lager
NPVOPEX_lager = OPEX_lager * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate
NPV_L = Produktion_L * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate

if NPV_L == 0: # Use '==' for comparison
    return None

LCOE_L = ((NPVOPEX_lager + NPVCAPEX_lager) / NPV_L) / 33.6 # SEK/kWh lagrat #

# Gasturbiner
Produktion_gas = gas_to_power * h_gas
NPV_gasproduktion = Produktion_gas * (1 - (1 + discontrate) ** (-30)) / discontrate
if NPV_gasproduktion == 0: # Use '==' for comparison
    return None
LCOE_G = ((OPEX_gas + CAPEX_gas) / NPV_gasproduktion) / 1000 # LCOE för gasturbin SEK/KWh

LCOE_tot = (LCOE_G + LCOE_L + LCOH) * 100 # öre/kWh

return LCOE_tot

def run_hours(price, lcoe):
    trendline, lower_trend, upper_trend = run_trend(price, lcoe)
    hours_below_low = (price < lower_trend).sum()
    hours_above_high = (price > upper_trend).sum()

    vol, min_vol = run_volume(hours_below_low)
    non_emptyable_hours = 0
    non_increase_hours = 0
    vol_lager = 0 # Initialize vol_lager outside the loop

    for i, spot_price in enumerate(price):
        if i != 0: # Skip the first iteration
            if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager > min_vol:
                vol_lager -= V_out
            if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager <= min_vol:

```

```

        non_emptyable_hours += 1 # Increment the counter
    elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager < vol:
        vol_lager += V_in
    elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager >= vol:
        non_increase_hours += 1 # Increment the counter

hours_below_low -= non_increase_hours # Adjust hours_below_low
hours_above_high -= non_emptyable_hours # Adjust hours_above_high

return lcoe, hours_above_high, hours_below_low

def run_storage(price, upper_trend, lower_trend, vol, min_vol):
    vol_lager = [] # Initialize an empty list to store volume values

    for i, spot_price in enumerate(price):
        if i == 0:
            vol_lager.append(0) # Add initial volume value at time step 0
        else:
            if spot_price > upper_trend[i] and vol_lager[-1] > min_vol:
                vol_lager.append(vol_lager[-1] - V_out)
            elif spot_price < lower_trend[i] and vol_lager[-1] < vol:
                vol_lager.append(vol_lager[-1] + V_in)
            else:
                vol_lager.append(vol_lager[-1])

    return np.array(vol_lager)

def run_profit(price, upper_trend, volume, min_vol, h_el):

    profit = []

    NPVCAPEX_lager, *_ = CAP_OPEX_lager(h_el)

    Capex_hyd = CAPEX_elektrolysör + CAPEX_gas + NPVCAPEX_lager

    for i, spot_price in enumerate(price):
        if i == 0:
            profit.append(0)
        else:
            if spot_price > upper_trend[i] and volume[i] > min_vol:
                M_in = gas_to_power * spot_price * 10
                profit.append(profit[-1] + M_in)
            else:
                profit.append(profit[-1])
    payback = Capex_hyd / (profit[-1])

```

```

    return np.array(profit), payback
def run_trend(price, lcoe):

    x = np.arange(len(price))
    trend_coefficients = np.polyfit(x, price, 2)
    trendline_poly = np.poly1d(trend_coefficients)

    trendline = trendline_poly(x)
    lower_trend = trendline - (np.mean(trendline) - 57)
    upper_trend = lower_trend + lcoe

    return trendline, lower_trend, upper_trend
def run_volume(h_el):
    vol = (Produktion_per_timme*h_el*LagerF)/20
    min_vol = vol*0.17
    return vol, min_vol
def run_test(price, lcoe):
    # Initialize the 'work' variable
    work = False
    new_lcoe = lcoe

    for i in range(50):
        new_lcoe, h_gas1, h_el1 = run_hours(price, new_lcoe) # Update new_lcoe here

        lcoe_test = run_lcoe(h_el1, h_gas1) # Fixed variable order

        # Check if lcoe_test is None (indicating NPV is zero in run_lcoe function)
        if lcoe_test is None:
            work = False
            break

        if new_lcoe == lcoe_test or np.isnan(lcoe_test): # Check for equality or NaN
            work = True
            break

        elif np.isnan(new_lcoe) or np.isinf(lcoe_test): # Check for NaN or infinity
            work = False
            break

        new_lcoe = lcoe_test

    return work, new_lcoe, h_gas1, h_el1 # Return the updated lcoe
parameters = {

```

```

'Lagerförhållande': LagerF,
'Gasturbin': gas_to_power,
'Elektrolysör': elec_output,
'Produktion_per_timme': Produktion_per_timme,
'CAPEX_elektrolysör': CAPEX_elektrolysör,
'NPV_CAPEX_E': NPV_CAPEX_E,
'OPEX_stack': OPEX_stack,
'OPEX_fast_E': OPEX_fast_E,
'Antal': Antal,
'CAPEX_gas': CAPEX_gas,
'Fast_OPEX_gas_tot': Fast_OPEX_gas_tot,
'NPVOPEX_fast': NPVOPEX_fast,
  'V_in': V_in ,
  'V_out':V_out
}

```

## Lönsamhetsberäkning

```

# Initialize an empty list to store the data
data_to_append = []

# Initialize an empty dictionary to store trend data for each scenario
trend_data = {}

#print(parameters)

for column in price_fut_df.columns:
    lcoe = 40
    price = price_fut_df[column]
    work, lcoe, h_gas, h_el = run_test(price, lcoe)
    vol, min_vol = run_volume(h_el)

    if not work:
        data_to_append.append({
            'Scenario': column,
            'Possible': work,
            'LCOE': lcoe,
            'Max Volym': vol,
            'Min Volym': min_vol,
            'Timmar:Elektrolysör': h_el,
            'Timmar: Gasturbin': h_gas,
        })
    continue

```

```

trendline, lower_trend, upper_trend = run_trend(price, lcoe)

# Create a DataFrame for the trend data of the current scenario
scenario_trend_df = pd.DataFrame({
    'Trendline': trendline,
    'Upper Trend': upper_trend,
    'Lower Trend': lower_trend
}, index=hours_of_year)

# Store the DataFrame in the trend_data dictionary with the scenario name as the key
trend_data[column] = scenario_trend_df

data_to_append.append({
    'Scenario': column,
    'Possible': work,
    'LCOE': lcoe,
    'Max Volym': vol,
    'Min Volym': min_vol,
    'Timmar:Elektrollysör': h_el,
    'Timmar: Gasturbin': h_gas,
})

cost_fut_df = pd.DataFrame(data_to_append).set_index('Scenario')

# Define the file path for the new Excel file
#combined_results_file = 'final_results\\df_OK_käns.xlsx'

# Write the results_df DataFrame to a new Excel file named 'combined_results.xlsx'
#cost_fut_df.to_excel(combined_results_file, index=True)

storage_volumes = {}
for column in price_fut_df.columns:
    if cost_fut_df.loc[column]['Possible'] == False:
        continue

# Run the storage function to get the volume data
storage = run_storage(price_fut_df[column],
                      trend_data[column]['Upper Trend'],
                      trend_data[column]['Lower Trend'],
                      cost_fut_df.loc[column]['Max Volym'],
                      cost_fut_df.loc[column]['Min Volym'])

# Assign the volume data to the scenario name as key
storage_volumes[column] = storage

```

```

# Create DataFrame from the dictionary and set the index to match price_fut_df
storage_volumes_df = pd.DataFrame(storage_volumes, index=price_fut_df.index)

# Your existing code to populate profit_data and payback_times dictionaries
profit_data = {}
payback_times = {}
for column in price_fut_df.columns:
    if cost_fut_df.loc[column]['Possible'] == False:
        continue
    profit, payback = run_profit(price_fut_df[column],
                                trend_data[column]['Upper Trend'],
                                storage_volumes_df[column],
                                cost_fut_df.loc[column]['Min Volym'],
                                cost_fut_df.loc[column]['Timmar:Elektrolysör'])

    profit_data[column] = profit
    payback_times[column] = payback

profit_data_df = pd.DataFrame(profit_data, index=price_fut_df.index)
payback_times_df = pd.DataFrame.from_dict(payback_times, orient='index'
,columns=['Återbetlaningstid (År)').rename_axis('Scenario').reset_index()
payback_times_df.set_index('Scenario', inplace=True)

```

## Spara data

```

# Create the folder 'result_collection' if it doesn't exist
result_collection_folder = 'result_collection'
if not os.path.exists(result_collection_folder):
    os.makedirs(result_collection_folder)

# Save cost_fut_df to CSV in 'result_collection' folder
cost_fut_df.to_csv(os.path.join(result_collection_folder, 'cost_fut_df.csv'))

# Save profit_data to CSV in 'result_collection' folder
profit_data_df.to_csv(os.path.join(result_collection_folder, 'profit_data.csv'))

# Save payback time table data to CSV file in 'result_collection' folder
payback_times_df.to_csv(os.path.join(result_collection_folder, 'payback_time.csv'))

# Save storage_volumes_df to CSV in 'result_collection' folder
storage_volumes_df.to_csv(os.path.join(result_collection_folder, 'storage_volumes.csv'))

```



## 6.13 Simuleringar

### Köra modellen

```
import pandas as pd
import os
import shutil
import xlwings as xw
import pandas as pd
import os
import plotly.graph_objects as go

# Define the folder paths
result_collection_folder = 'result_collection'
destination_parent_folder = 'final_results'
x_values = range(1, 1001)

# Function to run Python scripts and save outputs
def run_script(script_path):
    %run $script_path$

dfs = []
for it in x_values:
    # Run Modell.py to generate price_fut_df and save it in result_collection
    run_script( python_files/Modell-Kraft.py)

    # Run Exjobsberäkningar.py to generate new data and save it in result_collection
    run_script( python_files/Exjobsberäkningar-fasta_konstanter.py )

    df1 = pd.read_csv(os.path.join(result_collection_folder, f'price_fut_df.csv'))
    df2 = pd.read_csv(os.path.join(result_collection_folder, f'cost_fut_df_corrVolume.csv'))
    df3 = pd.read_csv(os.path.join(result_collection_folder, f'storage_volumes_corrVolume.csv'))
    df4 = pd.read_csv(os.path.join(result_collection_folder, f'profit_data_corrVolume.csv'))
    df5 = pd.read_csv(os.path.join(result_collection_folder, f'payback_time_corrVolume.csv'))

    dfs.append(('PriSim' + str(it), df1))
    dfs.append(('ResSim' + str(it), df2))
    dfs.append(('VolSim' + str(it), df3))
    dfs.append(('ProfSim' + str(it), df4))
    dfs.append(('PaySim' + str(it), df5))

print(it)
```

### Resultathantering och datavisualisering

```
x_values = range(1, 1001)
```

```

def create_dfs(x):
    # Retrieve DataFrames from the list of DataFrames
    vol_df = None
    pay_df = None
    res_df = None
    prof_df = None

    for name, df in dfs:
        if name == f'VolSim{x}':
            vol_df = df.copy().set_index('Datum')
        elif name == f'PaySim{x}':
            pay_df = df.copy().set_index('Scenario')
        elif name == f'ResSim{x}':
            res_df = df.copy().set_index('Scenario')
        elif name == f'ProfSim{x}':
            prof_df = df.copy().set_index('Datum')

    return vol_df, pay_df, res_df, prof_df

def truth(scenario, res_df, scenario_results):
    feasible = res_df.loc[scenario, 'Possible']

    if scenario not in scenario_results:
        scenario_results[scenario] = {'True Count': 0}

    if feasible:
        scenario_results[scenario]['True Count'] += 1
        lcoe = res_df.loc[scenario, 'LCOE']
    else:
        lcoe = 0

    return feasible, lcoe

def agg_values(scenario, agg_lcoe_value, max_lcoe_value, min_lcoe_value, lcoe):
    if scenario not in agg_lcoe_value:
        agg_lcoe_value[scenario] = []
    agg_lcoe_value[scenario].append(lcoe) # Append the new LCOE value to the list

    if scenario not in max_lcoe_value or lcoe > max_lcoe_value[scenario]:
        max_lcoe_value[scenario] = lcoe

    if scenario not in min_lcoe_value or lcoe < min_lcoe_value[scenario]:
        min_lcoe_value[scenario] = lcoe

    return agg_lcoe_value, max_lcoe_value, min_lcoe_value

```

```

def profit_values(scenario, agg_prof_value, max_prof_value, min_prof_value, profit):
    if scenario not in agg_prof_value:
        agg_prof_value[scenario] = []
    agg_prof_value[scenario].append(profit)

    if scenario not in max_prof_value or profit > max_prof_value[scenario]:
        max_prof_value[scenario] = profit

    if scenario not in min_prof_value or profit < min_prof_value[scenario]:
        min_prof_value[scenario] = profit

    return agg_prof_value, max_prof_value, min_prof_value

def payback_values(scenario, agg_pay_value, max_pay_value, min_pay_value, payback):
    if scenario not in agg_pay_value:
        agg_pay_value[scenario] = []
    agg_pay_value[scenario].append(payback)

    if scenario not in max_pay_value or payback > max_pay_value[scenario]:
        max_pay_value[scenario] = payback

    if scenario not in min_pay_value or payback < min_pay_value[scenario]:
        min_pay_value[scenario] = payback

    return agg_pay_value, max_pay_value, min_pay_value

def data_frame(scenario, agg_lcoe_value, max_lcoe_value, min_lcoe_value, agg_prof_value, max_prof_value, min_prof_value):
    #LCOE
    average_lcoe_value = {scenario: sum(values) / len(values)}
    for scenario, values in agg_lcoe_value.items():
        average_lcoe_df = pd.DataFrame(average_lcoe_value.items(), columns=['Scenario', 'Average LCOE'])
        max_lcoe_df = pd.DataFrame(max_lcoe_value.items(), columns=['Scenario', 'Max LCOE'])
        min_lcoe_df = pd.DataFrame(min_lcoe_value.items(), columns=['Scenario', 'Min LCOE'])

    results_df_lcoe = average_lcoe_df.merge(max_lcoe_df, on='Scenario').merge(min_lcoe_df, on='Scenario')
    results_df_lcoe['True Count'] = results_df_lcoe['Scenario'].
    apply(lambda scenario: scenario_results[scenario]['True Count'])
    results_df_lcoe.set_index('Scenario', inplace=True)

    #Profit
    average_profit = {scenario: sum(values) / len(values) if values else None for
scenario, values in agg_prof_value.items()}
    average_profit_df = pd.DataFrame(average_profit.items(), columns
=['Scenario', 'Average Profit'])

```

```

#Payback Time
average_payback_time =
{scenario: sum(values) / len(values) for scenario, values in agg_pay_value.items()}
average_payback_time_df =
pd.DataFrame(average_payback_time.items(), columns=['Scenario', 'Average Payback Time'])

#Gemensam df för profit och payback
results_df = average_profit_df.merge(average_payback_time_df, on='Scenario')
results_df.set_index('Scenario', inplace=True)

# Add maximum, minimum, and average values for profit to results_df
results_df['Average Profit'] = [average_profit.get(scenario, None)
for scenario in results_df.index]
results_df['Min Profit'] = [min_prof_value.get(scenario, None)
for scenario in results_df.index]
results_df['Max Profit'] = [max_prof_value.get(scenario, None)
for scenario in results_df.index]

# Add maximum, minimum, and average values for payback time to results_df
results_df['Average Payback Time'] =
[average_payback_time.get(scenario, None) for scenario in results_df.index]
results_df['Min Payback Time'] =
[min_pay_value.get(scenario, None) for scenario in results_df.index]
results_df['Max Payback Time'] =
[max_pay_value.get(scenario, None) for scenario in results_df.index]

# Reorder the columns
results_df =
results_df[['Average Profit', 'Max Profit', 'Min Profit',
'Average Payback Time', 'Max Payback Time', 'Min Payback Time']]

# Merge the DataFrames to get the final results DataFrame
combined_results_df = results_df.merge(results_df_lcoe, on='Scenario')

return combined_results_df

```

## Resultat\_df

```

# Initialize dictionaries to store LCOE values for each scenario over all iterations
agg_lcoe_value = {}
max_lcoe_value = {}
min_lcoe_value = {}

```

```

# Initialize a dictionary to store the results
scenario_results = {}

# Initialize dictionaries to store profits and payback times over all iterations
agg_prof_value = {}
max_prof_value = {}
min_prof_value = {}

agg_pay_value = {}
max_pay_value = {}
min_pay_value = {}

for x in x_values:
    if x < max(x_values):
        x += 1
    else:
        break
    vol_df, pay_df, res_df, prof_df = create_dfs(x)

    for scenario in res_df.index:

        feasible, lcoe = truth(scenario, res_df, scenario_results)

        if feasible:
            # Aggregate LCOE values
            agg_lcoe_value, max_lcoe_value, min_lcoe_value = agg_values(scenario,
                                                                           agg_lcoe_value,
                                                                           max_lcoe_value,
                                                                           min_lcoe_value,
                                                                           lcoe)

            # Calculate maximum profit value for the current scenario
            profit = prof_df[scenario].max()

            #if scenario == 'Vindkraft - high 2045' and x>1:
                # print("Before aggregation:", agg_prof_value['Vindkraft - high 2045'])
            # Update profit values
            agg_prof_value, max_prof_value, min_prof_value = profit_values(scenario,
                                                                           agg_prof_value,
                                                                           max_prof_value,
                                                                           min_prof_value,
                                                                           profit)

```

```

    #if scenario == 'Vindkraft - high 2045':
        #print("After aggregation:", agg_prof_value['Vindkraft - high 2045'])
    # Extract payback time for the current scenario
    payback = pay_df.loc[scenario, 'Återbetlaningstid (År)']
    # Update payback time values
    agg_pay_value, max_pay_value, min_pay_value = payback_values(scenario,
                                                                    agg_pay_value,
                                                                    max_pay_value,
                                                                    min_pay_value,
                                                                    payback)

# Create a DataFrame with combined results
combined_results_df = data_frame(scenario,
                                  agg_lcoe_value,
                                  max_lcoe_value,
                                  min_lcoe_value,
                                  agg_prof_value,
                                  max_prof_value,
                                  min_prof_value,
                                  agg_pay_value,
                                  max_pay_value,
                                  min_pay_value,
                                  scenario_results)

print(combined_results_df)

```

## Spara data i Excel fil

```

# Define the file path for the new Excel file
combined_results_file = 'final_results\\combined_results_kännOKtrippel.xlsx'

# Write the results_df DataFrame to a new Excel file named 'combined_results.xlsx'
combined_results_df.to_excel(combined_results_file, index=True)

```

## Grafer

```

for x in x_values:
    if x < x_values.max():
        x += 1
    vol_df, pay_df, res_df, prof_df = create_dfs(x)

# Plot Volume
fig_volume = go.Figure()
for col in vol_df.columns:
    fig_volume.add_trace(go.Scatter(x=vol_df.index, y=vol_df[col], mode='lines', name=col))

```

```

fig_volume.update_layout(title=f'Volume Simulation {x}')

# Plot Profit
fig_profit = go.Figure()
for col in prof_df.columns:
    fig_profit.add_trace(go.Scatter(x=prof_df.index, y=prof_df[col], mode='lines', name=col))
fig_profit.update_layout(title=f'Profit Simulation {x}')

# Plot Payback Time
fig_payback = go.Figure()
fig_payback.add_trace(go.Table(
    header=dict(values=['Scenario', 'Återbetlaningstid (År)'],
        fill_color='paleturquoise',
        align='left'),
    cells=dict(values=[pay_df[pay_df.columns[0]], pay_df['Återbetlaningstid (År)']],
        fill_color='lavender',
        align='left'))
)
fig_payback.update_layout(title=f'Payback Time Table for Simulation {x}')

# Show the plots
fig_volume.show()
fig_profit.show()
fig_payback.show()

```

```

=====
                        OLS Regression Results
=====
Dep. Variable:          SE4      R-squared:                0.410
Model:                  OLS      Adj. R-squared:           0.404
Method:                 Least Squares   F-statistic:              65.42
Date:                   Tue, 23 Apr 2024   Prob (F-statistic):       2.08e-12
Time:                   10:24:17      Log-Likelihood:           -390.58
No. Observations:      96      AIC:                      785.2
Df Residuals:          94      BIC:                      790.3
Df Model:               1
Covariance Type:      nonrobust
=====

```

	coef	std err	t	P> t	[0.025	0.975]
const	-9.8968	3.802	-2.603	0.011	-17.446	-2.347
Vindkraft	0.0155	0.002	8.088	0.000	0.012	0.019

```

=====
Omnibus:                 63.305   Durbin-Watson:           0.833
Prob(Omnibus):           0.000   Jarque-Bera (JB):        429.099
Skew:                    1.975   Prob(JB):                 6.64e-94
Kurtosis:                12.574   Cond. No.                 5.16e+03
=====
Notes:
[1] Standard Errors assume that the covariance matrix of the errors is correctly specified.
[2] The condition number is large, 5.16e+03. This might indicate that there are
strong multicollinearity or other numerical problems.

```

**Figur 27:** Resultat ifrån OLS-regression på standardavikelse och vindkraftproduktion

# Bilaga C - Tabeller och resultat

## 6.14 Simuleringsresultat för Optimal konfiguration

**Tabell 21:** Intäktsresultat för 1 000 simuleringar av Optimal konfiguration i Mn kr

Scenario	Min (Mn kr)	Max (Mn kr)	Medel (Mn kr)
HE 2035	227	279	<b>259</b>
HE 2040	201	368	<b>300</b>
HE 2045	242	394	<b>334</b>
HE 2050	266	408	<b>344</b>
LE 2040	265	265	<b>265</b>
LE 2045	224	359	<b>294</b>
LE 2050	197	380	<b>304</b>
KI 2050	206	357	<b>292</b>

**Tabell 22:** LCOE resultat för 1 000 simuleringar för Optimal konfiguration i öre/kWh

Scenario	Min (öre/kWh)	Max (öre/kWh)	Medel (öre/kWh)
HE 2035	58.9	70.7	<b>63.5</b>
HE 2040	50.2	74.9	<b>58.7</b>
HE 2045	48.1	75.3	<b>54.5</b>
HE 2050	48.1	66.5	<b>53.6</b>
LE 2040	60.3	60.3	<b>60.3</b>
LE 2045	51.4	74.9	<b>59.5</b>
LE 2050	51.4	77.9	<b>58.2</b>
KI 2050	50.3	79.2	<b>59.8</b>

**Tabell 23:** Återbetalningstid för 1 000 simuleringar för Optimal konfiguration i år

Scenario	Min (År)	Max (År)	Medel (år)
HE 2035	4.4	5.2	<b>4.7</b>
HE 2040	3.4	5.9	<b>4.1</b>
HE 2045	3.2	4.9	<b>3.7</b>
HE 2050	3.1	4.5	<b>3.6</b>
LE 2040	4.6	4.6	<b>4.6</b>
LE 2045	3.5	5.3	<b>4.2</b>
LE 2050	3.3	5.9	<b>4.1</b>
KI 2050	3.5	5.7	<b>4.2</b>



## 6.15 Simuleringsresultat för konfiguration Högst intäkter

**Tabell 24:** Intäktsresultat för konfiguration Högst intäkter i Mn kr

Scenario	Min (År)	Max (År)	Medel (år)
HE 2040	754,6	1 215,3	<b>1 009,4</b>
HE 2045	756,1	1 386,4	<b>1 238,1</b>
HE 2050	859,5	1 539,4	<b>1 256,8</b>
LE 2045	822,4	1 117,3	<b>960,1</b>
LE 2050	738,2	1 219,7	<b>1 003,0</b>
KI 2050	804,1	1 169,4	<b>990,9</b>

**Tabell 25:** LCOE resultat för konfiguration Högst intäkter

Scenario	Min LCOE	Max LCOE	Medel LCOE
HE 2045	40.8	66.4	<b>49.9</b>
HE 2050	38.8	59.7	<b>44.4</b>
LE 2050	45.5	66.2	<b>52.8</b>
KI 2050	45.8	62.0	<b>52.7</b>
HE 2040	44.6	71.8	<b>52.2</b>
LE 2045	48.5	62.6	<b>54.5</b>

**Tabell 26:** Återbetalningstid för 1 000 simuleringar för Högst intäkter i år

Scenario	Min (År)	Max (År)	Medel (år)
HE 2045	2.9	4.9	<b>3.5</b>
HE 2050	2.6	4.4	<b>3.1</b>
LE 2050	3.2	5.0	<b>3.8</b>
KI 2050	3.3	4.6	<b>3.9</b>
HE 2040	3.2	4.9	<b>3.8</b>
LE 2045	3.5	4.5	<b>4.0</b>

## 6.16 Simuleringsresultat för konfiguration Högst LCOE

**Tabell 27:** Intäktsresultat för konfiguration Högst LCOE

Scenario	Min (Mn SEK)	Max (Mn SEK)	Medel (Mn SEK)
HE 2040	61,5	78,7	<b>71,9</b>
HE 2045	51,1	85,4	<b>71,7</b>
HE 2050	50,0	88,9	<b>71,3</b>
LE 2045	61,6	74,5	<b>68,9</b>
LE 2050	60,1	77,4	<b>70,3</b>
KI 2050	62,1	78,8	<b>70,8</b>

**Tabell 28:** LCOE för konfiguration Högst LCOE

Scenario	Min LCOE	Max LCOE	Average LCOE
HE 2040	68,0	86,2	<b>76,3</b>
HE 2045	65,1	101,6	<b>75,1</b>
HE 2050	64,5	103,4	<b>76,0</b>
LE 2045	70,1	87,6	<b>75,8</b>
LE 2050	70,0	85,4	<b>74,8</b>
KI 2050	72,9	82,7	<b>76,7</b>

**Tabell 29:** Återbetalningstid för konfiguration Högst LCOE

Scenario	Min (År)	Max (År)	Medel (År)
HE 2040	4,5	5,5	<b>5,0</b>
HE 2045	4,2	6,5	<b>4,9</b>
HE 2050	4,0	6,6	<b>4,9</b>
LE 2045	4,7	5,5	<b>5,1</b>
LE 2050	4,6	5,6	<b>5,0</b>
KI 2050	4,7	5,5	<b>5,1</b>