



CHALMERS



Produktions- och energilagringsdimensionering av ett 100 % förnybart elsystem i SE3

En analys ur ett ekonomiskt och klimatmässigt perspektiv

Kandidatarbete i Elektroteknik

Linn Gredevik
Gustav Johansson
Daniel Moreland
Stefan Savic
Hugo Sundbom

Institutionen för Elektroteknik

CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg, Sverige 2026
www.chalmers.se

KANDIDATARBETE I ELEKTROTEKNIK

Produktions- och energilagringdimensionering av ett 100 % förnybart elsystem i SE3

En analys ur ett ekonomiskt och klimatmässigt perspektiv

Linn Gredevik
Gustav Johansson
Daniel Moreland
Stefan Savic
Hugo Sundbom



CHALMERS

Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen för Elkraftteknik
CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA
Göteborg 2026

Produktions- och energilagringsdimensionering av ett 100 % förnybart elsystem i SE3

En analys ur ett ekonomiskt och klimatmässigt perspektiv

Linn Gredevik
Gustav Johansson
Daniel Moreland
Stefan Savic
Hugo Sundbom

© Linn Gredevik, Gustav Johansson, Daniel Moreland,
Stefan Savic, Hugo Sundbom, 2026.

Handledare: Torbjörn Thiringer och Meryem Ahouad, Elektroteknik
Examinator: Jimmy Ehnberg, Elektroteknik

Kandidatarbete 2026
Institutionen för Elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola
SE-412 96 Göteborg
Telefon +46 31 772 1000

Omslagsbild: Kombinerad vind- och solcellspark, bild tagen från [1].

Typsatt i L^AT_EX
Göteborg 2026

Produktions- och energilagringsdimensionering av ett 100 % förnybart elsystem i SE3

En analys ur ett ekonomiskt och klimatmässigt perspektiv

Linn Gredevik, Gustav Johansson, Daniel Moreland,
Stefan Savic, Hugo Sundbom
Institutionen för Elektroteknik
Avdelningen för Elkraftteknik
Chalmers Tekniska Högskola

Abstract

The study has explored from both an economical and environmental perspective, how a 100 % renewable energy system in SE3 can be designed. On the production side, the focus is placed primarily on the combination of wind and solar power together with the existing hydro power capacity. Energy storage in the form of battery and hydrogen storage is assumed to complement the electricity production, and different combinations of these technologies are simulated. In addition, an analysis was conducted regarding the role nuclear power could play in a transition towards a renewable energy system. The results show a clear trade-off between cost and emission minimization. The most economically favourable configurations are heavily dominated by wind power, with installed capacities ranging between 87.5 and 91.9 GW, and rely almost exclusively on battery storage. The least expensive solution corresponds to an investment cost of approximately SEK 2010 billion, with a climate impact of around 150 Mtons CO₂e. The configurations that achieve the lowest climate impact reach emissions of approximately 70.9 Mtons CO₂e, but at an estimated cost of SEK 3440 billion, and require a larger share of hydrogen storage. A sensitivity analysis shows that reductions in storage technology costs affect the overall cost levels, but not the system configurations when emissions are minimized. When the cost of both storage technologies is halved, the investment cost decreases to SEK 1680 billion. The analysis including continued nuclear power as a complement reveals a clear difference in which configurations perform the best, from both cost- and emissions-minimizing perspectives. The lowest achievable cost decreases to SEK 726 billion, while the lowest achievable emissions decrease to 27.0 Mtons CO₂e. This indicates that retaining nuclear power generation may provide value if a longer transition from the current electricity system toward a fully renewable system is desired. It is therefore technically possible to supply SE3 with 100 % renewable electricity, but the choice of system configuration depends on the objectives and constraints that are imposed.

Sammandrag

Studien har undersökt, ur ett ekonomiskt och ett miljömässigt perspektiv, hur ett 100 % förnybart elsystem i SE3 kan dimensioneras. Produktionsmässigt läggs fokus på sol- och vindkraftsfördelningar i kombination med den befintliga vattenkraften. Energilagring i form av batteri- och vätgaslagring räknas agera som komplement till produktionen och olika kombinationer av dessa simuleras. Utöver detta har en analys för vilken roll kärnkraft kan spela i en övergång till ett förnybart elsystem genomförts. Resultaten visar en tydlig målkonflikt mellan kostnadsminimering och utsläppsminimering. De ekonomiskt mest fördelaktiga konfigurationerna domineras kraftigt av vindkraft, med installerade effekter mellan 87,5 och 91,9 GW, och förlitar sig nästan uteslutande på batterilagring. Den billigaste lösningen uppgår till en investeringskostnad på cirka 2010 miljarder kr med ett klimatavtryck på cirka 150 Mton CO₂e. De konfigurationer som ger lägst klimatpåverkan uppnår utsläpp kring 70,9 Mton CO₂e men till en beräknad kostnad på 3440 miljarder kr, och kräver en större andel vätgaslagring. En känslighetsanalys visar att prisreduktioner på lagringstekniken påverkar kostnadsbilden men reducerar inte konfigurationernas utsläpp. Vid halvering av priset på båda lagringsteknikerna sjunker investeringskostnaden till 1680 miljarder kr. Analysen med fortsatt kärnkraft som komplement ger en tydlig skillnad i vilka konfigurationer som presterar bäst, både ur kostnads- och emissionsminimerande perspektiv. Den lägsta möjliga kostnaden sjunker till 726 miljarder kr och det lägsta möjliga utsläppet till 27,0 Mton CO₂e. Detta visar på att det finns ett värde i att ha kvar kärnkraftproduktionen ifall en längre övergång från det nuvarande elsystemet till ett förnybart söks. Det är därför tekniskt möjligt att förse SE3 med 100 % förnybar elproduktion, men valet av systemkonfigurationen beror på vilka mål och begränsningar som sätts.

Författarnas tack

Vi vill rikta ett stort tack till våra handledare Torbjörn Thiringer och Meryem Ahouad, som under skrivandets gång har visat ett brinnande intresse för rapportens framgång med synpunkter, vägledning och beröm. Utan våra handledares engagemang hade genomförandet av denna rapport inte varit enkel.

Författarna, Göteborg, maj 2026

Akronymer och förkortningar

Nedan är listan över akronymer som har använts genom hela denna avhandling listade i alfabetisk ordning:

AEL	Alkalisk elektrolys
AWE	Alkalisk vattenelektrolys
CE	Coulombic Efficiency
CO ₂ e	Koldioxidekvivalenter
ENS	Energy Not Served
EPBT	Energy Payback Time
HTEL	High Temperature Electrolysis
LCA	Livscykelanalys
LFP	Litiumjärnfosfat
PEM	Proton Exchange Membrane
SE1	Elområde - Luleå
SE2	Elområde - Sundsvall
SE3	Elområde - Stockholm
SE4	Elområde - Malmö
SOE	Solid Oxide-elektrolys
SSP	Shared Socioeconomic Pathways

Innehållsförteckning

Akronymer och förkortningar	vi
1 Inledning	1
1.1 Syfte	2
1.2 Mål	2
1.3 Avgränsningar	3
1.3.1 Geografiska begränsningar	3
1.3.2 Parametriska begränsningar	3
1.3.3 Ekonomiska begränsningar	4
1.3.4 Livscykelanalys	4
2 Teori	5
2.1 Solceller	5
2.1.1 Kostnad för solceller	6
2.1.2 LCA för solceller	6
2.2 Vindkraft	7
2.2.1 Kostnad för vindkraft	7
2.2.2 LCA för vindkraft	7
2.3 Vattenkraft	8
2.4 Vätgasproduktion	8
2.4.1 Alkalisk vattenelektrolys	8
2.4.2 PEM vattenelektrolys	9
2.4.3 Solid oxide-elektrolys	9
2.4.4 Kostnad för vätgasproduktion	9
2.4.5 LCA för vätgasproduktion	9
2.5 Vätgaslagring	9
2.5.1 Komprimerad vätgaslagring	10
2.5.2 Flytande vätgaslagring	10
2.5.3 Kostnad för vätgaslagring	11
2.5.4 LCA för vätgaslagring	11
2.6 Bränsleceller	11
2.7 Batterier	11
2.7.1 Verkningsgrad för batterier	11
2.7.2 Litiumjonbatterier	12
2.7.3 Andra typer av batterier	12
2.7.4 Kostnad för batterier	12

2.7.5	LCA för batterier	13
3	Metod	14
3.1	Analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad	14
3.1.1	Pareto-optimala lösningar	15
3.1.2	ϵ -begränsningsmetoden	15
3.1.3	Beslutsvektor	16
3.1.4	Lagringsdynamik för analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad	16
3.1.5	Kostnadsfunktion	17
3.1.6	Sekundära målfunktioner	17
3.1.6.1	Energiunderskott	18
3.1.6.2	Energiöverskott	18
3.1.7	Bivillkor	19
3.1.8	Implementation av analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad i simuleringsprogram	19
3.2	Analysmetod av kostnad och emissioner som funktion av effekt och lagring	20
3.2.1	Användning av indata och modellering av systemet	21
3.2.2	Beslutsvariabler	21
3.2.3	Användandet av beslutsvariabler i rutnätssöknings-algoritmen	22
3.2.4	Lagringsdynamik för analysmetod av kostnad och emissioner som funktion av lagring och effekt	22
3.2.5	Analys av giltighetskrav	22
3.2.6	Fastställande för minsta krävda installerade effekt	23
3.2.7	Beräkning av kostnad	23
3.2.8	Beräkning av total klimatpåverkan	24
3.2.9	Implementering av analysmetod för kostnad och emissioner som funktion av lagring och effekt i simuleringsprogram	24
3.2.10	Simulering av scenario med fossilfria energikällor	24
3.2.11	Visualisering av resultaten	25
4	Resultat	26
4.1	Förväntat resultat	26
4.2	Paretofront med kostnadsoptimerade lösningar	27
4.3	Samband mellan effekt och lagring, samt förslag på systemkonfigurationer	28
4.3.1	Systemets känslighet för prisreduktion av batteri- och vätgaslagring	31
4.3.2	Påverkan av fortsatt kärnkraft på kostnad och emissioner	37
4.3.3	Kostnad-emissionssamband	40
4.3.4	Jämförelse mellan lägsta kostnader och emissioner	43
5	Diskussion	45
5.1	Brist på tekniskt giltiga kostnadsoptimerade lösningar	45
5.2	Analys av systemens känslighet för prisreduktion av batteri- och vätgaslagring	46

Innehållsförteckning

5.2.1	Påverkan av prisreducering av batterilagring	46
5.2.2	Påverkan av prisreducering av vätgaslagring	46
5.3	Rimlighetsanalys av resultaten utifrån kostnad och klimatpåverkan .	47
5.4	Målkonflikt mellan kostnad och klimatpåverkan	48
5.5	Val av parametrar	49
5.6	Kärnkraftens påverkan på elsystemets dimensionering	51
5.7	Påverkan av driftkostnader	52
5.8	Analys på andra geografiska områden och vidare forskning	52
6	Slutsatser	54
	Referenser	56
A	Bilagor	I

1

Inledning

De globala utsläppen av växthusgaser har blivit en allt viktigare fråga då världens länder strävar efter en mer hållbar framtid. Liksom övriga länder har även Sverige påverkats av negativa konsekvenser relaterat till de globala klimatförändringarna, konsekvenser som stigande medeltemperaturer och en ökad mängd av fall med extremväder. För att uppnå de klimatmålen som världens länder har kommit överens om, så har regeringen beslutat att Sverige ska ha nettonollutsläpp senast 2045 [2]. Minskade utsläpp från fossila bränslen, vilket är en central del för att motverka klimatförändringar, har även lett till nya problem. Elektrifieringen av flera sektorer och industrier är ett exempel på hur minskningen av fossila bränslen påverkat Sveriges klimatavtryck, men denna omställningen har även lett till en ökning i elkonsumention. Det innebär att elektrifieringen inte garanterar en minskad klimatpåverkan. Om elen som utnyttjas inom dessa industrier produceras med hjälp av icke-fossilfria energikällor minskar det den positiva effekten elektrifieringen har för klimatet. För att uppnå klimatmålen krävs det att framtidens elproduktion består av mer hållbara och förnybara energikällor.

Givet hur dagens elsystem är utformat skulle en omställning till enbart hållbara och förnybara energikällor som solceller, vind- och vattenkraft inte vara möjligt på kort sikt. I nuläget kommer ca 31,4% av all energi som Sverige producerar från icke-förnybara källor [3]. En plötslig avveckling av alla värme- och kärnkraftverk skulle därför leda till en relativt stor brist på el och därmed medföra instabilitet i elnätet. Utbyggnaden av flera nya sol- och vindparker samt vattenkraftverk skulle i teorin kunna kompensera för energiförlusten som en sådan avveckling skulle skapa. Men det finns utmaningar kopplade till dessa energikällor jämfört med bland annat kärnkraften, särskilt när det gäller sol- och vindkraft. Till skillnad från både värme- och kärnkraft är varken sol- eller vindkraft planerbara energikällor, detta innebär att kraftverkens produktion kan variera stort beroende på väderförhållanden. Dessa variationer kan komma att påverka elsystemets möjlighet att kunna leverera el vid alla tidpunkter. En möjlig lösning för att jämna ut denna obalans är att introducera energilagringssystem. Genom att introducera lagringseenheter till elsystemet kan överskottsenergi lagras från perioder när kraftverk producerar mer el än vad som används, och sedan utnyttjas när kraftverken inte producerar tillräckligt för att täcka efterfrågan.

Som tidigare nämnt är ca 31,4% av Sveriges totala nuvarande elproduktion icke-förnybar. Dessa kraftverk är dock inte jämnt fördelade mellan landets fyra elområden. Till skillnad från elområdena i norra Sverige, mer specifikt SE1 och SE2, där

vattenkraft och vindkraft dominerar den lokala elproduktionen, har elområdet SE3 en mer komplex och blandad struktur. Kärnkraft utgör fortfarande en dominant del av områdets elproduktion. Detta beror delvis på att SE3 har en begränsad mängd av befintlig vattenkraft samt elområdets begränsade möjligheter till att bygga ut. I SE3 där den totala elproduktionen under år 2025 låg på 71,4 TWh, så var endast 32,5 % från förnybara energikällor. Totalt 44,8 TWh av elområdets el producerades i kärnkraftverk vilket motsvarar ca 62,7 % av den lokala produktionen [4]. När det gäller batterilagring finns det inte mycket installerat i dagsläget. Den totala kapaciteten som existerar i SE3 idag är cirka 118 MWh. Detta är utspritt på tre batteriparker, varav två ägs av Ellevio AB [5], [6] och en ägs av Vattenfall AB [7]. I nuläget med ett stort beroende av kärnkraft är det tydligt att SE3 står inför en mycket stor omställning för att kunna uppnå ett helt förnybart elsystem. Utöver kärnkraftens inflytande råder det idag en obalans mellan elproduktion och elkonsument i SE3. Elområdet är redan beroende av import för att täcka sitt behov, underskottet ligger på cirka 7,90 TWh/år [8].

1.1 Syfte

Arbetet syftar till att undersöka hur implementeringen av ett nytt förnybart elsystem i elområdet SE3 skulle kunna se ut. Särskilt fokus läggs på att studera olika metoder för lagring av elektricitet från oplanerbara energikällor såsom sol- och vindkraft, men även hänsyn till vattenkraftens plats i elsystemet tas. I projektet kommer det analyseras hur batterier och vätgas kan agera som kortsiktig respektive långsiktig energilagring för att upprätthålla effektbalansen som stundvis inte täcks av den förnybara elproduktionen. Utöver detta så syftar studien till att undersöka den ekonomiska och klimatmässiga innebörden av att bygga nya kraftverk och lagringsenheter.

1.2 Mål

Utifrån projektets syfte har följande delmål tagits fram:

- Identifiera systemkonfigurationer som har noll eller minimalt energiunderskott.
- Undersöka hur fördelningen av produktion och lagring påverkar kostnad och emissioner.
- Undersöka sambandet mellan produktion och lagring.
- Undersöka sambandet mellan emissioner och kostnad.
- Undersöka kostnaden och emissioner mellan ett 100 % förnybart elsystem och ett 100 % fossilfritt elsystem.

1.3 Avgränsningar

Projektet avgränsas i första hand av att det endast är en teoretisk studie. Därmed kommer det inte förekomma några former av empiriskt testande eller laborationer. Inga praktiska mätningar eller experiment kommer göras för att samla in data på någon form av lagring eller produktion. Samtlig data och resultat i slutliga rapporten kommer bygga på tillgängliga värden från annan litteratur, tekniska datablad eller simulerade värden baserad på siffror från någon av de tidigare nämnda källorna. Småskaliga praktiska tester anses inte tillföra mer relevant information än det som redan existerar. Utöver det kan det bli extremt dyrt att antingen bygga, hyra in eller köpa material för praktiska mätningar, till exempel bränsleceller.

1.3.1 Geografiska begränsningar

I projektet har även geografiska avgränsningar fastställts. Som tidigare nämnt fokuserar projektet på att hitta lösningar för elproduktionen och lagringsmöjligheterna för SE3. Därför har det satts ett krav på att alla lagringsenheter måste befinna sig inom SE3. Med andra ord, lagringsteknik såsom magasinering av vatten för vattenkraftverk som finns i andra elområden, bland annat elområde 2 (SE2), får inte användas i projektets beräkningar. Liknande krav som har satts på lagringsenheterna sätts även på elproduktionen. I projektets scenarion kommer all elproduktion ske lokalt, från existerande samt nyinstallerade kraftverk i SE3. Dock kommer exakt positionering av nyinstallerade lagringsenheter och kraftverk inte tas hänsyn till. Det innebär att det nya elsystemets påverkan på det nuvarande elnätets infrastruktur exkluderas. Kravet på lokal lagring och produktion innebär att import från övriga elområden samt andra länder inte tillåts.

1.3.2 Parametriska begränsningar

Vidare, eftersom projektets fokus ligger i att hitta lösningar till ett samhälle där SE3 har 100 % förnybar energi behöver det sättas avgränsningar gällande implementeringstid, framtida elförbrukning, effektbelastning samt framtida elpriser. Det går inte att ge ett definitivt svar om hur långt in i framtiden som SE3 skulle kunna ha ett 100 % förnybart energisystem. I och med detta sätts ingen hård tidsgräns när allt skulle behöva vara implementerat. Utifrån att det inte finns ett tidskrav kommer det även behövas en del antaganden gällande förändrande faktorer såsom pris och förbrukning. Dock bör antaganden hållas till ett minimum för att projektet inte ska bli allt för spekulativt. Även om statistik pekar på att förbrukningen kommer att gå upp i framtiden finns det inget sätt att veta exakt hur det blir. Modeller för framtidens elförbrukning, såsom SSP-scenarion (shared socioeconomic pathways), är spekulativa och därför kommer projektet utgå ifrån att elförbrukning är oförändrad jämfört med dagsläget. Det andra antagandet gäller tekniker och verkningsgrader på existerande processer. Utan detaljerad dokumentation från publicerade källor om nya tekniker eller processer i utveckling tas inte fria antaganden om effektivare lösningar som kan dyka upp i framtiden. För att klargöra behöver projektets lösningar, liksom elförbrukningen, också baseras på värden och siffror som finns i dagsläget.

1.3.3 Ekonomiska begränsningar

Kostnadsanalysen i detta projekt har begränsats till att endast inkludera de initiala kostnaderna för kraftverken och lagringsenheterna. Som tidigare nämnt är syftet med detta projekt att undersöka implementeringen av ett förnybart elsystem, därmed kommer eventuella kostnader som uppstår efter produktionen och installationen av komponenterna, exempelvis drift- och underhållskostnader, inte att inkluderas i kostnadsanalysens beräkningar. Eventuella intäkter som kan fås från export av överskottsel kommer inte inkluderas i analysen, därmed kommer all överskottsel ses som spill.

1.3.4 Livscykelanalys

Slutligen en sista begränsning för detta projekt gäller livscykelanalys (LCA). Det har beslutats att omfattande LCA-utvärderingar av lagringssystemen eller kraftverken inte kommer att genomföras. Eftersom målet är att avgöra hur stor klimatpåverkan själva implementeringen av elsystem har, begränsas analysen till vagga till grind. Detta innebär från brytning av råmaterial till att det är färdigbyggt. Enheten för att mäta klimatpåverkan kommer endast att vara koldioxidekvivalenter (CO_2e).

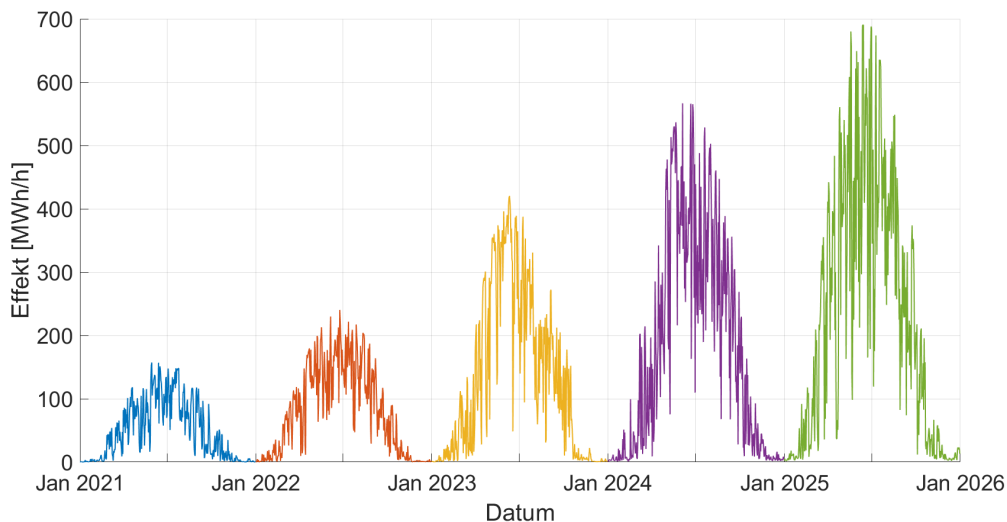
2

Teori

Det finns många olika sätt att producera och lagra energi. För produktion från vatten- och vindkraft är den generella principen att omvandla mekanisk energi till elektrisk. Solceller använder däremot energin från fotoner och konverterar den till en ström. Störst fokus kommer att läggas på solenergi och vindkraft för elproduktion i SE3, då dessa definieras som förnybara [9]. Dessutom finns det många olika sätt att lagra energi på, till exempel batterier, mekaniska hjul, vattenmagasin och vätgaslagring. I detta projekt läggs det mest fokus på batterier och vätgaslagring.

2.1 Solceller

Solceller är en teknik som fortfarande utvecklas och används i allt högre grad i dagens samhälle, se figur 2.1. Denna teknik är beroende av solen och behöver därmed någon form av solinstrålning för att fungera. Detta sätter ett tak på hur mycket och när el kan produceras från solceller. Det är en så kallad oplanerbar energikälla.



Figur 2.1: Ökningen av solcellers implementering i SE3, data tagen från [4]

Stockholm hade omkring 1900 soltimmar under perioden 1991-2020 med omkring 989 kWh/m²år som medelvärde för solinstrålningen under samma period [10]. Göteborg har istället omkring 1780 soltimmar per år uppmätt under perioden 1990-2020 [11]. Detta är något mindre än Stockholm och eftersom det som söks är soltimmarna för hela SE3 antags det vara medelvärdet av dessa två. Det innebär omkring 1840 soltimmar per år med ett ungefärligt värde på 989 kWh/m²år för solinstrålningens totala energi. I Sverige producerar solceller i genomsnitt cirka 950 MWh per installerad MW och år [12].

En av de bästa verkningsgraderna för solceller år 2026 ligger på runt 47,1 % [13]. Den generella marknaden för solceller har däremot lägre verkningsgrad på omkring 20-22 % vid användning [14]. Dessa är uppmätta värden vid dess användning, alltså inte dess teoretiska maxima. För kiselbaserade solceller med ett skikt är den maximala verkningsgraden omkring 30% [15]. Verkningsgraden kan däremot bli mycket högre vid användning av ett oändligt antal solcellsskikt och koncentrerat ljus. Denna maximala verkningsgrad beräknas till omkring 86,8 % där begränsningarna främst beror på termodynamiska och kvantmekaniska egenskaper [16].

Det går att antingen installera solceller på tak eller i solcellsparker. Därmed finns det flera möjligheter för placering och installation av solceller. De kan antingen vara mer centraliserade i en eller flera solcellsparker eller utspridda på flera byggnaders tak.

2.1.1 Kostnad för solceller

I rapporten [17] syns de solcellsprojekt som Sverige har planerat samt deras kostnad uppdelat i de olika ekonomiska aspekterna. Den sammanfattar kostnaden som behöver uppfyllas vid försäljningen av elektriciteten genom att summera alla olika kostnader för en solcellspark. I studien studerades sex olika solcellsprojekt och ett medelvärde på 40,8 €/MWh som motsvarar omkring 436 SEK/MWh (2026-03-01) framtogs [17]. Kostnaden estimeras också enligt [17] för en solcellspark till cirka 680 000 €/MW som motsvarar cirka 7,40 Mkr/MW (2026-03-01).

2.1.2 LCA för solceller

För solceller estimeras deras livslängd ligga på omkring 30 år [12]. Majoriteten av utsläppen sker vid produktion och transport av solcellerna, då de har väldigt låga utsläpp vid drift. Vid drift är utsläppen i princip noll, dock kan underhåll förekomma som kan bidra till utsläpp. De totala utsläppen över livscykeln uppgår till ungefär 50–80 g CO₂e/kWh. För de utsläpp vid produktion och installation uppges värdet till omkring 421 ton CO₂e/MW [18]. Energimässigt återbetalar sig systemet på drygt ett år, då har den energi som krävdes för produktion och installation blivit producerad av solcellerna.

2.2 Vindkraft

Vindkraftverk tar tillvara på den mekaniska energi som vinden har. Detta utförs med en turbin som roteras med hjälp av vinden och som i sin tur producerar el. Eftersom det inte går att kontrollera när det blåser, innebär det att dessa kraftverk endast producerar el under vissa perioder, vilket också gör den till en oplanerbar energikälla. Under 2025 stod vindkraftverk i SE3 för cirka 15,1% av energiproduktionen [4]. Sverige har en installerad effekt för vindkraft på omkring 62,0 MWh/km², vilket kan jämföras med Danmark som har omkring 379 MWh/km² installerad effekt [19]. För att maximera effekten som kan produceras placeras generellt vindkraftverk på platser med mycket vind [19]. I SE3 finns det många möjligheter för utbyggnad av vindkraftverk, då det både finns mycket kust och skog. Detta är platser som skulle kunna användas till vindkraft. Ett modernt landbaserat vindkraftverk har en installerad effekt på cirka 2–3 MW och producerar ungefär 6,00 GWh/år [20]. Havsbaserade vindkraftverk är generellt större och har en installerad effekt på omkring 8–10 MW, dessutom kan de producera upp till 30–50 GWh/år. Kapacitetsfaktorn, förhållandet mellan den verkliga produktionen och den teoretiskt maximala produktionen, ligger på cirka 25–35 % för landbaserad vindkraft och 35–50 % för havsbaserad vindkraft. Idag finns det väldigt få havsbaserade vindkraftverk i SE3 och därmed finns det stora möjligheter till att utveckla denna infrastruktur.

2.2.1 Kostnad för vindkraft

Investeringskostnaden för landbaserat vindkraft ligger typiskt omkring 10–20 Mkr/MW, medan havsbaserad vindkraft är något dyrare på omkring 25–40 Mkr/MW [21]. Kostnaden för att bygga nya havsbaserade vindkraftverk är ungefär 400–500 kr/MWh som ger ett medelvärde på 450 kr/MWh [22]. Detta motsvarar ungefär samma kostnad per MWh som solcellerna. Dock är landbaserad vindkraft något billigare på omkring 300–350 kr/MWh med ett medelvärde på 325 kr/MWh.

2.2.2 LCA för vindkraft

Livscykelanalyser visar att vindkraft har mycket låga utsläpp vid drift [23]. Majoriteten av utsläppen uppstår under tillverkning och transport av kraftverken. Studier visar att upp till 85 % av de totala utsläppen kommer från tillverkning och transport. Havsbaserad vindkraft har generellt högre utsläpp på grund av mer komplex installation, men uppnår en kortare energimässig återbetalningstid (EPBT) jämfört med landbaserat vindkraft. Detta innebär att det går fortare för havsbaserat vindkraft att producera lika mycket energi som krävdes för att bygga och installera dem, främst på grund av att de kan producera mer energi. Vindkraftverk har en generell livslängd på cirka 20–25 år [24], dock går denna livslängd att förlänga genom uppgraderingar och underhåll. Utsläppen varierar beroende på om det är på land eller ute till havs. För landbaserade vindkraftverk är utsläppen omkring 622 ton CO₂e/MW [25] och för havsbaserat ligger det på omkring 955 ton CO₂e/MW [26].

2.3 Vattenkraft

Vattenkraft konverterar den mekaniska energi som finns i flödande vatten, såsom floder och vattendrag, till elektrisk energi via en turbin. Dessa kraftverk varierar i storlek från några få MW upp till flera hundra MW. Ett typiskt större vattenkraftverk har en effekt på omkring 50 MW [27]. Kapacitetsfaktorn ligger vanligtvis mellan 35–60 %, vilket innebär att vattenkraft har en relativt stabil elproduktion jämfört med andra förnybara energikällor såsom sol- och vindkraft. I vissa fall kan kapacitetsfaktorn gå upp mot 90 % för större vattenkraftverk. Årsproduktionen uppgår generellt till ungefär 3–5 GWh per installerad MW. Dessutom är vattenkraft en planerbar energikälla jämfört med sol och vind som är oplanerbara. Detta innebär att vattenkraft kan regleras för att uppnå ett stabilt elnät.

2.4 Vätgasproduktion

För att producera fossilfri vätgas används ofta elektrolys med elektricitet från förnybara källor. Elektrolys är en process där elektricitet används för att dela upp vattenmolekyler i syre- och väteatomer. Reaktionsformeln för detta är



Processen sker i en så kallad elektrolysör bestående av en anod och en katod separerade av en elektrolyt innehållande joner [28], [29]. Det finns ett flertal olika typer av metoder som kan användas vid produktion av vätgas via elektrolys. Dessa är alkalisk vattenelektrolys (AWE), solid oxide-elektrolys (SOE), proton exchange membrane (PEM) elektrolys och högtemperaturvattenelektrolys (HTEL). AWE och PEM elektrolys arbetar vid temperaturer runt 373 K, medan SOE arbetar vid högre temperaturer mellan 800 K och 1270 K [29]. Användning av högre temperaturer har två huvudsakliga fördelar, den första är att det är mer effektivt då energin som tillförs är i form av värme, vilket är billigare än elektrisk energi. Den andra anledningen är att den förbrukade energin är lägre på grund av att den spänning som krävs för att driva elektrolysreaktionen minskar vid högre temperaturer, vilket ökar verkningsgraden [29].

2.4.1 Alkalisk vattenelektrolys

Fenomenet alkalisk vattenelektrolys har varit känt sedan slutet av 1700-talet då Troostwijk och Diemann 1789 introducerade det [30]. Den alkaliska lösningen som används som elektrolyt består av en högkoncentrerad KOH eller NaOH lösning. Denna elektrolyt ligger mellan en katod och anod bestående av nickelpläterat stål. Processen börjar med att två mol av den alkaliska lösningen vid katoden producerar en mol vätemolekyler (H_2) och två mol hydroxidjoner (OH^-). Vätemolekylerna kan avlägsnas från katodens yta och de kvarvarande hydroxidjonerna, som fungerar som laddningsbärare transporteras från katodsidan till anodsidan. Vid anoden avger hydroxidjonerna en elektron och producerar en halv syremolekyl (O_2) och en vattenmolekyl (H_2O) [30].

2.4.2 PEM vattenelektrolys

Under PEM vattenelektrolysp processen så delas vatten upp i väte och syre genom ett elektrokemiskt tillvägagångssätt. Processen startar med att vattenmolekyler bryts ner till syremolekyler (O_2), vätejoner (H^+) och elektroner (e^-) vid anoden. Syremolekylerna förs bort från anoden, sedan färdas protonerna genom ett membran och elektroner genom en extern slinga över till katodsidan, där de kombineras för att bilda vätemolekyler (H_2) [30].

2.4.3 Solid oxide-elektrolys

Till skillnad från de tidigare nämnda metoderna så arbetar solid oxide-elektrolys med vattenånga vid temperaturer mellan 773 K och 1123 K. Detta leder till att mindre energi behöver förbrukas vilket i sin tur ökar verkningsgraden [30]. SOE fungerar genom att vattenmolekylerna samlas vid katodsidan och där reagerar de med två elektroner och bildar vätemolekyler (H_2) och syrejoner (O^{2-}). Det bildade vätet släpps sedan från katoden och syrejonerna tar sig genom jonutbytesmembranet till anodsidan. Där reduceras syret som bildar syremolekyler och elektroner. Syremolekylerna släpps sedan loss och elektroner färdas tillbaka till katoden genom en extern slinga [30].

2.4.4 Kostnad för vätgasproduktion

Kostnaden för att producera fossilfri vätgas är fortfarande relativt hög. Den ligger på runt den dubbla kostnaden för produktion av icke fossilfri vätgas. Kostnaden för installation av vätgaselektrolys med PEM elektrolys låg inom EU år 2025 på 2200 €/kW, vilket motsvarar cirka 23,7 Mkr/MW (2026-04-16) [31].

2.4.5 LCA för vätgasproduktion

De olika typerna av elektrolysörer, (AEL, PEM, SOE) bidrar med olika mängder av CO_2e . Denna variation beror bland annat på elektrolysörernas skillnader i materialanvändning. Alkalisk elektrolys har, ur ett vagga till grind perspektiv, ett klimatavtryck på cirka 254 ton CO_2e /MW. Jämförelsevis har PEM ett klimatavtryck på cirka 137 ton CO_2e /MW och solid oxide-elektrolys cirka 103 ton CO_2e /MW [32].

2.5 Vätgaslagring

I detta delkapitel presenteras olika metoder för vätgaslagring, deras kostnad samt LCA. För lagring av en gas vid rumstemperatur krävs det stor volym. Därmed lagras gaser, som vätgas, antingen under högt tryck, eller så kyls de ner till flytande form för att ta upp mindre volym.

2.5.1 Komprimerad vätgaslagring

Det enklaste och vanligaste sättet att lagra väte på är genom komprimerad vätgaslagring [33]. Denna metod bygger på att man komprimerar vätgasen för att öka dess energidensitet. Det minimala arbetet som krävs för detta, ur ett termodynamiskt perspektiv, är om kompressionen är isoterm och reversibel. Detta kan uppskattas om man antar att vätgasen är en ideal gas [33], arbetet som då skulle krävas är,

$$W = RT_1 \ln\left(\frac{P_1}{P_2}\right) \quad (2.1)$$

där W är kompressionsarbetet [kJ/kg], R är vätetets gas konstant ($4,157 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}\cdot\text{K}}$), P_1 respektive P_2 är initiala trycket respektive slutgiltiga trycket i bar, T_1 är initiala temperaturen i Kelvin och n är den polytropiska konstanten ($\sim 1,41$) för den isentropiska processen för väte [33]. I verkligheten så ökar dock vätetets temperatur märkbart vid kompression. Alltså ger en polytropisk process en bättre bild av kompressionen. Arbetet som utförs kan då beskrivas enligt,

$$W = \frac{n}{n-1} RT_1 \left[\frac{P_2}{P_1} \frac{n-1}{n} - 1 \right]. \quad (2.2)$$

Klassificering av gastankar delas upp i fyra olika typer, typ I–IV. Skillnaden mellan de olika tankar är deras konstruktionsdesign samt val av material [34]. För förvaring av komprimerad vätgas används främst typ III eller typ IV gastankar. Då förvaras vätgasen oftast i tankarna med ett tryck mellan 15,0 och 70,0 MPa [33].

2.5.2 Flytande vätgaslagring

För att vätgasen ska bli flytande måste den kylas ner till 20 K. Vätets låga kokpunkt innebär att flytande vätgas måste förvaras i välisolerade tankar för att undvika att delar av vätet kokar bort. Processen för att få vätgasen flytande är energikrävande och förbrukar över 30 % av energin hos vätet [33]. Tankarna där det flytande vätet förvaras består av tre delar, ett inre kärle, ett isolerande lager och ett yttre skal. Det inre kärlet måste behålla sina mekaniska egenskaper även vid låga temperaturer då det är i direkt kontakt med vätgasen. För att minska värmestrålningen mellan det yttre skalet och det inre kärlet så placeras flerskiktisolerering mellan dessa och utrymmet hålls under vakuum. Det yttre lagret skyddar sedan det inre kärlet och kopplar tanken till andra externa strukturer.

Flytande vätgaslagring har många fördelar, så som en hög specifik energi (J/kg) och en potential att uppnå en hög energidensitet på upp till 8,50 MJ/L [33]. Det finns dock en hel del utmaningar med förvaringsmetoden, som den låga temperaturen som krävs, bortkokningsförluster, låg effektivitet, höga kostnader och stora energiförluster vid kondenseringen av vätgas. På grund av detta är denna metod i nuläget främst inriktad mot korttidslagring [33].

2.5.3 Kostnad för vätgaslagring

Det finns som presenterat i tidigare avsnitt flera typer av vätgaslagring. I denna rapport läggs fokus på den komprimerade vätgaslagringen, mer specifikt tankar av typ IV. Investeringskostnaden för att bygga dessa ligger på cirka 119 000 kr/MWh [35].

2.5.4 LCA för vätgaslagring

Typ III tankar har ur ett vagga till grav perspektiv cirka 22,1 ton CO₂e/MWh. Typ IV har cirka 16,2 ton CO₂e/MWh, något lägre jämfört med typ III. När det gäller lagring av flytande väte blir klimatavtrycket för vagga till grind ännu lägre då det hamnar på cirka 10,8 ton CO₂e/MWh. Ifall man även inkluderar klimatpåverkan under drift, vilket i LCA-termer kallas för vagga till användning, ökar mängden CO₂e/MWh för typ III och IV relativt lite, speciellt jämfört med tankarna för flytande väte [36].

2.6 Bränsleceller

En bränslecell består av elektroder med en elektrolyt mellan sig. Bränslet förs in i bränslecellen till anoden och luft förs till katoden. I en PEM-bränslecell så bryter en katalysator upp vätet till protoner och elektroner. Dessa tar sedan olika vägar till katoden, elektronerna går genom en extern slinga vilket skapar elektricitet. Protonerna går däremot genom elektrolyten, vid katoden förenas de därefter med syre och elektronerna för att bilda vatten och värme [37]. Verkningsgraden för bränsleceller är högre än för förbränningsmotorer, generellt så har en bränslecell en verkningsgrad på mellan 40–60 % för elektricitetsproduktion [38]. För en PEM-bränslecell är klimatpåverkan i ett vagga-till-grind-perspektiv cirka 71,3 ton CO₂e/MW [39].

2.7 Batterier

I detta delkapitel presenteras metoder för batterilagring. Sedan diskuteras olika typer av batterier, dess verkningsgrad och pris. Val av batterilagringsteknik påverkar hur dimensioneringen av elsystemet utvecklas.

2.7.1 Verkningsgrad för batterier

Verkningsgraden för batterier brukar oftast mätas med så kallad Coulombic Efficiency (CE). Detta är ett mått på laddningseffektivitet som elektronerna transporteras i ett batteri. Det beskriver förhållandet mellan den totala energin som kan hämtas från ett batteri jämfört med energin som sätts in i batteriet under dess livstid.

2.7.2 Litiumjonbatterier

Litiumjonbatterier består av en katod bestående av en metalloxid, en anod bestående av kol och en elektrolyt mellan dem. Under laddning av litiumjonbatterier flödar jonerna genom elektrolyten från katoden till anoden och under urladdning går de i motsatt riktning [40]. Litiumjonbatterier har en av de högsta energiverkningsgraderna för lagringstekniker, ofta över 99,0%. Detta i kombination med deras höga specifika energi och långa livstid gör de till en av de bättre batterityperna för att lagra energi från elproducenter [40], [41].

2.7.3 Andra typer av batterier

Utöver litiumjonbatterier finns flera andra typer av batterier med lägre verkningsgrad. Blybatterier har en CE på runt 90,0%. Vid snabb laddning kan NiCd och NiMH batterier också nå upp till cirka 90,0%, men vid långsam laddning går den ned till cirka 70,0% [41].

2.7.4 Kostnad för batterier

Det förhållande som beskriver priset för batterier kan formuleras på följande sätt,

$$\text{Pris}_{\text{Tot}} = \text{Pris}_{\text{MWh}} + \text{Pris}_{\text{MW}}.$$

Priset för litiumjärnfosfat (LFP) battericeller låg på 81 \$/kWh i snitt 2025, vilket motsvarar ungefär 800 000 kr/MWh [42]. Eftersom batterier består av både cell och laddningskomponenter (C-rate) blir det olika pris beroende på båda dessa faktorer. C-rate definieras som den andel av battericellen som laddas på en timme. En C-rate på 1 ger full laddning på en timme medans en C-rate på 0,5 ger 50% laddning på samma tid. För hela system med C = 0,5 batterier var priset för ett globalt medelvärde 124 \$/kWh som motsvarar omkring 1,24 Mkr/MWh. För C = 0,25 var priset istället 110 \$/kWh som motsvarar omkring 1,1 Mkr/MWh [43]. Priset för C = 1 ligger på omkring 150 \$/kWh som motsvarar omkring 1,5 Mkr/MWh tagen från översta gränsen från 100–150 \$/kWh [44]. Eftersom det kostar olika att installera olika effekt blir deras totala kostnad per MWh olika. Detta syns då priset är högst för C = 1 batterier.

2.7.5 LCA för batterier

Mängden utsläpp från batterier kan beskrivas enligt följande modell,

$$\text{Utsläpp}_{\text{Tot}} \approx \text{Utsläpp}_{\text{Cell}} + \text{Utsläpp}_{\text{C-beroende}}$$

Här betyder cell själva battericellen och C-beroende innebär att det blir olika utsläpp beroende på batteriets möjliga laddningshastighet, C-rate. Det behöver delas upp eftersom själva battericellen har ett visst utsläpp som är beroende av vilken typ av uppladdning och urladdning batteriet har. Det vill säga att beroende på hur många MW effekt batteriet har, släpper de ut olika mycket koldioxid. Se tabell 2.1 för en sammanfattning av detta.

Tabell 2.1: Utsläpp för LFP-batterier med separat C-beroende installationsbidrag [45].

C-rate	Effekt P	Cell	C-beroende	Totalt [ton CO ₂ e/MWh]
0,25 C	0,25 MW	193	7,00	≈ 200
0,50 C	0,50 MW	193	14,1	≈ 207
1,00 C	1,00 MW	193	28,2	≈ 221

3

Metod

Undersökandet av hur elsystemet i SE3 skulle dimensioneras, med strikta krav på helt förnybara källor, kartlades med hjälp av två kompletterande analysmetoder. Den förstnämnda analysmetoden beskriver dimensioneringsproblemet som ett flermåls-optimeringsproblem. Målet som optimerades i denna studie var investeringskostnaden för respektive förslag på systemkonfigurationerna, där den totala kostnaden för de tekniska komponenterna minimerades. Minimeringen av kostnaden genomfördes under givna tekniska krav som det modellerade elsystemet var tvunget att uppfylla. Syftet med detta var bestämmandet av solida lösningar för systemets kostnad och sedan undersökandet av investeringskostnaden, systemets tekniska krav och dess innehavda målkonflikt.

För en kompletterande analys av dimensioneringen undersöktes i den sistnämnda metoden en systematisk kartläggning över hur installationskostnaden var beroende av olika kombinationer av diskreta värden av produktion och lagringskapacitet. Medan den första metoden syftade mot sökandet av optimala lösningar inom ett kontinuerligt Lösningssrum, beskriver den andra metoden jämförande analyser mellan fördefinierade systemkonfigurationer i ett diskret Lösningssrum. Den andra metoden användes därutöver för att observera sambandet mellan lagringskapacitet, installerad effekt, kostnad och klimatpåverkan. Tillsammans gav metoderna en bredare förståelse över hur elsystemets dimensionering hade kunnat utföras. Metoderna gav även insikt över den totala kostnaden av ett nytt elsystem. Därefter hur olika kombinationer av produktion och lagring påverkar systemets kostnad, klimatpåverkan och prestanda.

3.1 Analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad

Syftet med denna metod var att eftersträva kartläggandet av alla Pareto-optimala lösningar. Där installationskostnaden för dessa konfigurationer var den funktion som var avsedd att minimera. Detta i respekt till sekundära målfunktioner som samtidigt minimerades, gentemot deras respektive ε -krav. Kartläggningen av de effektiva lösningarna var avsedd att skapa en visualisering av hur priset förändrades i förhållande till motsvarande sekundär målfunktion, samt att fastställa olika systemkonfigurationer, med totala kostnader som hade minimerats av ett simuleringsprogram.

3.1.1 Pareto-optimala lösningar

Ett av projektets mål var att identifiera optimala förslag för hur elnätet kan vara dimensionerat. Optimal/effektiv betyder i detta sammanhang att ett av optimeringsproblemets mål inte går att förbättra, utan att samtidigt försämra ett annat mål [46]. Ett system som innehöll överdimensionerade produktions- och lagringskapaciteter hade sannolikt varit tekniskt genomförbart, men det hade inte varit optimalt. De optimala lösningarna är de förslagen som maximerar eller minimerar ett bestämt mål. I flermålsoptimeringsproblem kallas dessa optimala förslag för Pareto-optimala eller effektiva. Samlingen av de Pareto-optimala lösningarna som identifierades definieras som Pareto-mängden [46], [47]. I rapportens sammanhang blev dessa förslag lösningarna i ett flermålsoptimeringsproblem. Målet var att minimera effektbrist, resursanvändande och kostnad. Optimeringen var beroende av dessa mål, men utmaningen var att dessa mål stod i konflikt med varandra. För optimeringsproblemets innehavda komplexitet var en explicit konstruktion av Pareto-mängden ogenomförbar med endast analytiska metoder, därför tillämpades numeriska optimeringsalgoritmer i metoden.

Rapporten syftade till att minimera kostnad gentemot andra av optimeringsproblemets mål i elsystemets uppbyggnad, vilka krävdes för att uppfylla systemets tekniska krav. Detta möjliggjordes med hjälp av ε -begränsningsmetoden. Syftet med metoden var att generera flera Pareto-optimala lösningar genom att omformulera ett flermålsoptimeringsproblem till ett enmålsoptimeringsproblem, där huvudmålet optimerades och resten av målen omstrukturerades till begränsningar som inte fick överstiga ett visst krav [46]. Där ε -värdena bestämde dessa krav. ε -värdena varierades parametriskt mellan varje optimeringssimulering för att bestämma flera lösningar i Pareto-mängden och på så vis skapa en Pareto-front med alla effektiva lösningar.

3.1.2 ε -begränsningsmetoden

För analys och identifiering av Pareto-mängden utifrån det komplicerade flermålsoptimeringsproblemet implementerades modellen i ett simuleringsprogram. De matematiska formuleringarna som användes för att definiera ε -metoden återanvändes i programmets språk för att möjliggöra bestämmandet av de effektiva lösningarna. Den matematiska formuleringen för ett generellt flermålsproblem beskrivs enligt [46] som,

$$\begin{aligned} & \max(f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_p(\mathbf{x})) \\ & \text{s.a. } \mathbf{x} \in S. \end{aligned} \tag{3.1}$$

Där \mathbf{x} är vektorn av alla beslutsvariabler x som justeras i lösningsrummet S och modellen. I systemet finns det p antal målfunktioner, och varje målfunktion $f_i(\mathbf{x})$ är en funktion som beror på beslutsvariablerna. Dessa målfunktioner formulerades utifrån kända relationer och värden. För ε -metoden ser den generella formuleringen ut på följande sätt [46],

$$\begin{aligned}
 & \max(f_1(\mathbf{x})) \\
 & \text{s. a.} \\
 & f_2(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_2 \\
 & f_3(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_3 \\
 & \vdots \\
 & f_p(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_p \\
 & \mathbf{x} \in S.
 \end{aligned} \tag{3.2}$$

Här begränsas p antal målfunktioner med p antal ε -begränsningar.

3.1.3 Beslutsvektor

Beslutsvektorn \mathbf{x} innehöll samtliga beslutsvariabler som optimeringen dimensionerade storleken på. I denna omfattade sol- och vindkrafts respektive beslutsvariabler för installerad effekt, samt batteri- och vätgaslagrings respektive beslutsvariabler för lagringskapacitet. Beslutsvektorn definierades som

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} P_{\text{sol}} \\ P_{\text{vind}} \\ E_{\text{batteri}} \\ E_{\text{H}_2} \end{bmatrix}. \tag{3.3}$$

Där varje element i vektorn \mathbf{x} representerade en systemparameter som påverkade huvudmålsfunktionen, samt de sekundära målfunktionerna. Beslutsvariablerna bestämdes utifrån tillgänglig data, dels tekniska förutsättningar och begränsades av fysiska, ekonomiska, samt systemrelaterade krav. På så vis bestämdes beslutsvariablerna utifrån den data som sammanställdes genom datainsamlingsprocessen. Dessa variabler bestämde systemets struktur och konfiguration utifrån de effektiva lösningarna. Genom att parametriskt variera \mathbf{x} genererades olika systemkonfigurationer, beroende på vilken Pareto-optimal lösning den baserades på.

3.1.4 Lagringsdynamik för analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad

När produktionen översteg nettolasten, lagrades det kvarstående överskottet i systemets lager, i den mån lagrings- och effektkapaciteten tillät. Först lagrades överskottet av produktionen i systemets batterilager, så länge det inte översteg batterilagrets energikapacitet eller uppladdningshastighet. Batterierna i denna modell representerade här ett korttidslager. Överskottsenergi som inte hade möjlighet att behållas kvar i batterilagret, antingen på grund av att energin hade nått sin tidsbegränsning

inom batterierna eller att mängden energi översteg batterilagrets kapacitet, flyttades vidare till vätgaslagring, med hänsyn till dess respektive verkningsgrad. Vätgaslager modellerades här som ett långtidslager. Båda lagringsteknikerna användes i simuleringen för att upprätthålla effektbalansen när produktionen av effekt understeg konsumtionen. För att reglera effektbalansen användes primärt den energi från batterilagret, och om detta inte räckte till för att upprätthålla effektbalansen användes sekundärt den energi från vätgaslagret.

3.1.5 Kostnadsfunktion

För beräkning av förslagets totala kostnad formulerades en kostnadsfunktion $C(\mathbf{x})$, där \mathbf{x} utgjorde beslutsvektorn. Detta var centralt och avgörande i analysen, då rapportens mål var att minimera kostnaden, samtidigt som systemets tekniska krav säkerställdes genom bivillkor. Primärmålsfunktionen strukturerades med hjälp av information från datainsamlingsprocessen och redovisar investeringskostnaden för nyinstallerade produktions- och lagringsenheter. Enhetskostnaderna representerades av en kostnadsvektor \mathbf{c} som definieras som,

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} c_{\text{sol}} \\ c_{\text{vind}} \\ c_{\text{batteri}} \\ c_{\text{H}_2} \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

I ekvation (3.4) motsvarar varje element investeringskostnaden för varje beslutsvariabel. För samtliga produktionsenheter angavs kostnaden per installerad effekt [kr/MW], medan samtliga lagringsenheter angavs av kostnaden per energilagringsskapacitet [kr/MWh].

Kostnadsfunktionen är linjär och konstrueras på följande vis,

$$C(\mathbf{x}) = \mathbf{c}^T \mathbf{x}. \quad (3.5)$$

3.1.6 Sekundära målfunktioner

I flermålsoptimeringsproblemet finns det även sekundära mål som definierades i studien. Dessa mål, liksom primärmålet, analyserades eftersom de säkerställer att det optimerade förslaget realiserar de tekniska och systemrelaterade krav som rapporten nödvändiggjorde. Elsystemet var därför inte enbart dimensionerat utifrån minimerade ekonomiska kostnader, utan även att det samtidigt demonstrerade tillfredsställande leveranssäkerhet av effekt och ett effektivt bruk av resurser.

För att dessa aspekter skulle analyseras, definierades även sekundära målfunktioner som beskriver elnätets prestanda. Detta givet samma beslutsvektor som den primära målfunktionen. I det ursprungliga flermålsproblemet motsvarar dessa alternativa mål, som optimeringen skulle tillämpas på, men i den vidare analysen implementerades sekundärmålen som ε -begränsningar i ε -metoden.

3.1.6.1 Energiunderskott

För att säkerställa att det dimensionerade förslaget upprätthöll en specificerad säkerhet av effektleverans definierades en målfunktion som representerar ej levererad energi (Energy Not Served, ENS). $ENS(\mathbf{x})$ motsvarar den totala mängd energi som systemet inte har tillgång till för att möta efterfrågan under den analyserade tidsperioden [48], [49]. Eftersom indata från [8] beskriver efterfrågan eller konsumtionen för varje timme över ett år skulle målfunktionen beräkna ENS med ett tidssteg Δt på en timme.

Formellt uttryckt definierades ENS som, för varje tidsperiod, skillnaden mellan efterfrågad och disponibel energi, samt lagrad energi [50]. Funktionen mättes i enheten MWh/år,

$$ENS(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T \max(0, D_t - P_{\text{tot},t}(\mathbf{x}))\Delta t. \quad (3.6)$$

Den totala, timmässiga produktionen $P_{\text{tot},t}(\mathbf{x})$ baserades på insamlad data från [4]. Eftersom dessa tidsserier skulle motsvara ett specifikt värde av installerad kapacitet, skalades den timvisa produktionsdatan med den respektive kapacitet som ingår i beslutsvektorn. Skalfaktorn φ_i relaterar den specificerade beslutsvariabeln med installerad effekt \mathbf{x} ,

$$\begin{aligned} P_{\text{tot},t}(\mathbf{x}) &= \sum_{i=1}^p P_{i,t}(\mathbf{x}) \\ P_{i,t}(\mathbf{x}) &= \varphi_i P_{i,\text{data},t} \\ \varphi_i &= \frac{P_i}{P_{i,\text{data}}}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

3.1.6.2 Energiöverskott

Utöver leveranssäkerhet kvantifierades dessutom resurseffektivitet genom en målfunktion $Spill(\mathbf{x})$. Denna sekundära målfunktion var relevant att formulera och använda i optimeringen, då elnätet skulle minimera det fenomen som inträffar när de förnybara källorna i nätet producerar mer energi än vad som kan konsumeras eller lagras [51]. $Spill$ representerar därmed den energi som måste bortkopplas från nätet. Det komplimenterade den första sekundära målfunktionen, ENS. Förutom att högt systemspill kan vara ekonomiskt ogynnsamt, påverkar det samtidigt elnätets stabilitet och reliabilitet [51].

Likt den matematiska formuleringen för ENS angav det formella uttrycket för spill som skillnaden mellan disponibel lagrad energi och efterfrågad energi. Funktionen mättes i enheten MWh/år. $Spill$ definieras enligt följande ekvation,

$$Spill(\mathbf{x}) = \sum_{t=1}^T \max(0, P_{\text{tot},t}(\mathbf{x}) - D_t)\Delta t. \quad (3.8)$$

3.1.7 Bivillkor

För att simuleringen skulle säkerställa att förslagen var tekniskt genomförbara, infördes ett antal bivillkor i flermålsproblemet, vars syfte var att upprätthålla systemet inom dess fysiska begränsningar. Bivillkoren omfattade dels de fysiska kapacitetsbegränsningarna för beslutsvariablerna, samt systemrelaterade krav på resterande sekundära målfunktioner. Bivillkoren och dess restriktioner definierar det tillåtna lösningsrummet och garanterar att de Pareto-optimala förslagen uppfyller de önskade fysiska restriktionerna på leveranssäkerhet och resurseffektivitet [46].

För att optimeringen skulle försäkra att förslagen inte överskred elnätets, samt produktionstypernas (P_i) fysiska begränsningar, tillsattes grundläggande bivillkor som garanterade att analysen endast angav realistiska och realiserbara lösningar enligt,

$$0 \leq P_i \leq P_{i,\max}. \quad (3.9)$$

Eftersom denna analysmetod använde sig av ε -metoden för att minimera kostnaden i detta flermålsoptimeringsproblem begränsades ENS- och Spill-funktionerna med hjälp av specificerade tröskelvärden. Inom ε -metodens ramar kallas dessa krav för ε -värden,

$$\begin{aligned} \text{ENS}(\mathbf{x}) &\leq \varepsilon_{\text{ENS}} \\ \text{Spill}(\mathbf{x}) &\leq \varepsilon_{\text{Spill}}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

Med dessa specificerade bivillkor kunde optimeringen därmed kartlägga Pareto-optimala lösningar med kostnadsminimerande konfigurationer av elnätet. Alla effektiva lösningar uppfyllde bivillkorens krav [46], [47].

3.1.8 Implementation av analysmetod med kontinuerlig optimering av kostnad i simuleringsprogram

För att analysen skulle ha förmåga att utföras i simuleringen var först ett formellt uttryck för flermålsoptimeringsproblemet tvunget att definieras,

$$\begin{aligned} &\min(C(\mathbf{x})) \\ &\text{s.a.} \\ &0 \leq P_i \leq P_{i,\max} \\ &\text{ENS}(\mathbf{x}) \leq \varepsilon_{\text{ENS}} \\ &\text{Spill}(\mathbf{x}) \leq \varepsilon_{\text{Spill}} \\ &\mathbf{x} \in S. \end{aligned} \quad (3.11)$$

Den exakta definitionen av problemet ges av ekvation (3.11) och följer den normativt fastställda formuleringen av ε -metoden, se ekvation (3.2) i tidigare sektioner [46], [47].

Med dessa krav implementerades metoden i simuleringsverktyget MATLAB, där Pareto-optimala lösningar som uppfyllde systemets tekniska krav simulerades och kartlades. Som indata använde programmet sig av data för effektproduktion från förnybara källor, samt konsumtion av energi, vilket hämtades från [4] och [8]. Simuleringen utvärderade sedan dessa kombinationer utifrån systemets beslutsvariabler i överensstämmelse med de tidigare formuleringarna. Därefter implementerades kostnadsfunktionen, de sekundära målfunktionerna, samt systemets bivillkor i programmets ramar. Med parametriskt svepning över ε -värdena försökte simuleringen identifiera och utvärdera flera förslag som sedan prövades av programmet. Genom detta kunde de lösningar som var tekniskt realiserbara bestämmas av programmet. Dessa användes sedan i analysen för att undersöka tekniska avvägningar mellan den formulerade kostnaden och systemprestandan, samt för skapandet av visualiseringen av Pareto-fronten.

3.2 Analysmetod av kostnad och emissioner som funktion av effekt och lagring

Som ett komplement till den ovannämnda analysmetoden i rapporten, genomfördes dessutom en separat undersökning av kostnaden för elnätet med rutnätssökning. Syftet med detta var att systematiskt iterera mellan olika kombinationer av lagring och effekt för att på så sätt generera kostnader för olika konfigurationer av förnybara källor och lagringskapacitet. Till skillnad från den första analysmetoden och dess problemformulering, med kontinuerlig optimering av kostnader, undersöktes ett stort antal diskreta kostnader av olika sammanställningar på installerad sol-, vind- och total energilagringskapacitet. För varje unik iteration av energilagring identifierades därefter den billigaste systemkostnaden som sedan kartlades med resterande lagringsnivåer.

Denna metod användes för att möjliggöra en illustration, samt för att undersöka sambandet mellan installerad produktion av el, energilagringskapacitet, kostnad och klimatpåverkan. Genom denna metod möjliggjordes en visualisering av hur behovet av installerad effekt, respektive lagring förändrades med respekt till varandra. Dessutom undersöktes det hur systemkonfigurationerna präglas av dess målkonflikt, samt hur dessa systemkonfigurationer påverkade den totala kostnaden och klimatpåverkan.

Den explicita skillnaden mellan de två metoderna var tillvägagångssättet för genererandet av systemkonfigurationerna. Den förstnämnda metoden strävade efter att optimera kostnaden, gentemot sekundära målfunktioner. Programmet itererade sedan mellan olika storheter för beslutsvektorerna. Den andra metoden hade förutbestämda andelar som beslutsvektorerna var förpliktade att tillhandahålla. Därefter identifierade programmet den minsta erhållna effekten där kravet på minimal total ENS tillfredsställdes.

3.2.1 Användning av indata och modellering av systemet

I enlighet med den föregående analysen baserades även denna analysmetod på timupplöst data från [4] och [8] som gav grunden för den data som användes och analyserades i denna metod. Värdena som användes i analysen är energikonsumtion, sol-, vind-, och vattenproduktion över fyra år. Eftersom denna data var timupplöst omfattade därmed simuleringen 35040 tidssteg. Dessa tidsserier användes som grund för att undersöka systemkonfigurationerna och om de hade kapacitet att möta konsumtionen under de år som analyserades.

I denna metod, likt den tidigare analysen, beaktades effektproduktionen från vattenkraftverk som en given och oförändrad del av systemet, snarare än en variabel som skulle itereras. I analysen användes vattenkraftens produktion ($P_{\text{vatten},t}$) för att reducera den ursprungliga lasten för varje tidssteg (D_t). Detta formulerades på följande vis,

$$D_{\text{eff},t} = D_t - P_{\text{vatten},t}. \quad (3.12)$$

Den nettolast som analyserades ($D_{\text{eff},t}$) måste sedan täckas av produktion från solceller, vindkraftverk och lagrad energi. På detta vis isolerades analysen till undersökningen av kostnaden för dessa systemkonfigurationer.

3.2.2 Beslutsvariabler

De beslutsvariablerna som analyserades i denna metod var,

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} P_{\text{sol}} \\ P_{\text{vind}} \\ E_{\text{batteri}} \\ E_{\text{H}_2} \end{bmatrix}. \quad (3.13)$$

Där P_{sol} och P_{vind} utgör den installerade effekt som modellen angav sol- och vindkraft till, medan E_{batteri} och E_{H_2} utgör lagringskapaciteten. Effektvariablerna och energilagringsvariablerna representerade tillsammans den totala installerade effekten respektive lagringskapaciteten i modellen och den användes för att bilda en fördelning mellan installerad sol och vind, samt batteri- och vätgaslagring. Fördelningen mellan de förnybara källorna, respektive lagringsteknikerna modellerades med hjälp av parametrarna α_{sol} och α_{batteri} , där dessa fördelningar formulerades enligt följande,

$$\begin{aligned} P_{\text{sol}} &= \alpha_{\text{sol}} P_{\text{tot}} \\ P_{\text{vind}} &= (1 - \alpha_{\text{sol}}) P_{\text{tot}} \\ E_{\text{batteri}} &= \alpha_{\text{batteri}} E_{\text{tot}} \\ E_{\text{H}_2} &= (1 - \alpha_{\text{batteri}}) E_{\text{tot}}. \end{aligned} \quad (3.14)$$

Därmed betraktades inte sammanhörande beslutsvariabler som oberoende, utan som delar av en gemensam total effekt och lagringskapacitet. På så vis gjorde detta det möjligt att specificera storleken av den totala lagringskapaciteten och hur detta fördelades mellan kort- och långtidslagring för att undersöka, samt kartlägga den billigaste konfigurationen.

3.2.3 Användandet av beslutsvariabler i rutnätssökningsalgoritmen

Totala lagringskapaciteten E_{tot} varierades parametriskt över diskreta värden inom ett intervall från noll upp till ett övre gränsvärde. Detta gränsvärde specificerades som en andel av den totala elförbrukningen under det analyserade tidsspannet. I denna implementering av metoden valdes det maximala värdet på upp till 5 % av energiförbrukningen över det relevanta tidsspannet. Detta möjliggjorde en analys på ett intervall av lagringsdimensioner som bedöms vara relevanta för de konfigurationsjämförelser som analyserades.

Utöver detta utvärderades ett specificerat antal diskreta solandelar och batteriandelar, vilka varierades mellan 0 % och 100 %, med steg på 5 %-enheter. Detta medan återstående procentandelar angav andelarna för vind, respektive vätgas. Med dessa steg kunde simuleringen pröva ett stort antal olika kombinationer som sedan utvärderades.

3.2.4 Lagringsdynamik för analysmetod av kostnad och emissioner som funktion av lagring och effekt

I detta program, likt i den tidigare analysmetoden, tillämpades den tidsdiskreta simuleringen av energibalans över tidsspannet, detta för att undersöka om systemkonfigurationen var tekniskt genomförbara. De installerade förnybara källorna, sol och vindproduktion, skalades utifrån den installerade effekt som testades i respektive kombination av beslutsvariablerna. Den producerade effekt jämfördes sedan med lasten vid varje tidssteg. Resterande dynamik av lagring genomfördes på samma vis som i den första metoden.

3.2.5 Analys av giltighetskrav

I denna modell användes inte ett absolut krav på att ENS ska vara noll, utan kravet definierades utifrån ett tolererat övre gränsvärde för ENS, som en liten andel ε_{ENS} av den totala förbrukningen över analysperioden,

$$\text{ENS}_{\text{max}} = \varepsilon_{\text{ENS}} \sum_t^T D_t. \quad (3.15)$$

ε_{ENS} behandlades som en parameter som i analysen kunde förändras för att bestämma den slutgiltiga mängd ENS som tillåts i systemkonfigurationerna. Därefter betraktades en kombination av systemets beslutsvariabler som giltig om den uppfyllde kravet,

$$\text{ENS} \leq \text{ENS}_{\text{max}} = 0,001 \sum_t^T D_t. \quad (3.16)$$

Detta krav gjorde det möjligt för modellen att endast acceptera mycket små mängder ENS, snarare än att endast tillåta systemkonfigurationer med strikt noll ENS.

3.2.6 Fastställande för minsta krävda installerade effekt

I denna metod bestod den centrala beräkningen av minsta installerade effekten, P_{tot} för varje konfiguration. I analysen användes en binär sökalgoritm för fastställandet. Detta istället för att utföra en parametrisk svepning över många värden, likt föregående metod.

För varje diskret värde av solandel beräknades primärt en asymptotisk uppskattning av den installerade effekt, som av modellen krävdes för systemet, utifrån årsmedelvärden för produktion och nettolast. Uppskattningen användes som ett initialt undre gränsvärde i sökningen, därefter valdes ett övre gränsvärde. Om det övre gränsvärdet inte var tillräckligt för att uppfylla systemkravet på ENS så utökades detta gränsvärde successivt tills en giltig lösning identifierades eller att ett maximalt sökintervall hade uppnåtts.

Efter att en giltig lösning detekterades, användes sedan binär sökning för att inkrementellt avgränsa intervallet. Därefter uppskattades den minsta installerade effekt som nödvändiggjordes för att uppfylla leveranskravet. Dessa steg för identifiering av minsta krävda installerade effekt upprepades för varje konfiguration av teknikandelar och lagringsnivå.

Denna analysmetod kartlade därmed inte den optimalt billigaste lösningen, likt den förra metoden, genom att minimera en kostnadsfunktion i själva sökningen. Utan kostnaden för dessa systemkonfigurationer beräknades efter att analysen hade identifierat minsta, tekniskt möjliga effekt som krävs för respektive kombination. På så vis införskaffades ett stort antal giltiga systemkonfigurationer.

3.2.7 Beräkning av kostnad

För varje systemkonfiguration som modellen testade beräknades en total investeringskostnad. Denna investeringskostnad består av summan av de olika beslutsvariablerna i \mathbf{x} (mätt i MW och MWh) och dess respektive pris för installation. Likt ovanstående analysmetod, specificerades även här en kostnadsvektor enligt,

$$\mathbf{c} = \begin{bmatrix} c_{\text{sol}} \\ c_{\text{vind}} \\ c_{\text{batteri}} \\ c_{\text{H}_2} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

som har enheterna kr/MW och kr/MWh. Den totala kostnaden definierades enligt följande,

$$C = \mathbf{c}^T \mathbf{x}. \quad (3.18)$$

Kostnadsmodellen är linjär och användes för att jämföra kostnaden mellan olika kombinationer av beslutsvariablerna. Av alla systemkonfigurationer rangordnades de tio billigaste förslagen. Kostnadskoefficienterna för lagringsteknikerna ändrades sedan till 75 % och 50 % av sitt ursprungliga värde för att möjliggöra en kompletterande känslighetsanalys av installationskostnaden av olika scenarion.

3.2.8 Beräkning av total klimatpåverkan

Utöver kostnad beräknade simuleringen även de totala emissionerna, i koldioxidekvivalenter, för installationen av det nya elsystemet. Denna summa angavs i Mton CO₂e. Likt kostnadsberäkningen av systemkonfigurationerna rangordnades de tio förslagen med lägsta emissioner. Likt kostnadsberäkningen beräknades summan av koldioxidekvivalenterna genom att varje beslutsvariabel i modellen multiplicerades med dess klimatkoefficient,

$$\mathbf{k} = \begin{bmatrix} k_{\text{sol}} \\ k_{\text{vind}} \\ k_{\text{batteri}} \\ k_{\text{H}_2} \end{bmatrix}. \quad (3.19)$$

Dessa klimatkoefficienter angavs i [Mton CO₂e/MW] för produktionsvariablerna och [Mton CO₂e/MWh] för energivariablerna. Den totala klimatpåverkan formulerades i simuleringen på följande vis,

$$K = \mathbf{k}^T \mathbf{x}. \quad (3.20)$$

Den totala klimatpåverkan från systemkonfigurationerna kunde även här beskrivas som ett linjärt samband.

3.2.9 Implementering av analysmetod för kostnad och emissioner som funktion av lagring och effekt i simuleringsprogram

Metoden implementeras i simuleringsverktyget MATLAB som ett skript, som likt föregående analysmetod, läser indata för konsumtion och produktion. Efter detta specificerades alla parametrarna i programmet. Dessutom implementerades de diskreta nivåerna av andelar för sol, batteri och total lagringskapacitet som skulle simuleras. För var och en av dessa unika kombinationer med tillhörande parametrar genomfördes en simulering där den minsta installerade effekten identifierades genom den binära sökningsalgoritmen. Därefter sparades resultaten och sedan beräknades kostnaden för varje giltig punkt. Respektive kostnader och övrig information för de identifierade lösningarna sammanställdes i en tabell. Denna information användes därefter för att skapa en visualisering av simulationen och dess resultat.

3.2.10 Simulering av scenario med fossilfria energikällor

För att analysera hur en simulering med förnybara källor jämfördes med en simulering med fossilfria källor, utfördes en tilläggande analys i den andra metoden där produktion från kärnkraft lades till i programmet. Fossilfria källor släpper inte ut koldioxid, men kärnkraft räknas inte med i de förnybara källorna [9]. Effekten implementerades sedan inte som en beslutsvariabel utan istället likt den effekt som producerades av vattenkraften (3.12). Där den nya nettolast som användes i programmet formulerades enligt,

$$D'_{\text{eff},t} = D_t - P_{\text{vatten},t} - P_{\text{kärn},t}. \quad (3.21)$$

3.2.11 Visualisering av resultaten

I anslutning till att samtliga systemkombinationer hade analyserats, sammanställdes resultaten i en figur. Varje punkt i denna figur motsvarar en unikt dimensionerad systemkonfiguration med olika fördelningar av produktions- och lagringskapacitet. Dessutom för varje respektive punkt sparades också information om installerad effekt från sol och vind, energilagring från batterier och vätgas, total installerad effekt, total lagringskapacitet, total investeringskostnad och total mängd emissioner i koldioxidekvivalenter.

Punkterna rangordnades sedan i stigande kostnadsordning, där kartläggningen av de billigaste lösningarna, inom det analyserade parameterområdet och dess respektive tillhörande information om systemkonfiguration visades. I separata tabeller visades dessutom de tio billigaste förslagen och de tio förslagen med minst klimatpåverkan för underlättande av tolkning och analys av resultaten. Rangordningstabellerna visualiserades sedan i stapeldiagram, vilket möjliggjorde ett mer intuitivt åskådliggörande av informationen.

Efter att analysmetoden hade simulerat modellen visualiserades resultaten även i ett diagram där total lagringskapacitet ställdes mot total installerad effekt. I diagrammet syntes flera kurvor, där varje respektive kurva representerar en explicit kombination sol- och batteriandel. På detta vis kunde analysmetoden visualisera hur behovet av effekt förändras med ökad lagringskapacitet för unika teknikkonfigurationer.

I figuren med alla systemkonfigurationerna redovisades därtill referenslinjer som motsvarar förbrukningens medelvärde. I visualiseringen fanns det möjlighet att avläsa detaljerad information för varje punkt, som representerar en unikt dimensionerad systemkonfiguration. Detta möjliggjordes genom en interaktiv figur med interaktiva verktyg. För att underlätta visualiseringen av området med alla giltiga lösningar skapades även ett diagram med ett undre och övre band där alla systemkonfigurationer ligger.

Utöver detta visualiserades sambandet mellan total investeringskostnad och emissioner, där kostnaden jämfördes grafiskt mot emissionerna för respektive scenario. Detta åskådliggjordes i varje scenario genom att markera de tio bästa förslagen för pris respektive klimatpåverkan. En trendlinje mellan punkterna anpassades sedan för att tydliggöra den övergripande relationen mellan kostnad och emissioner. Slutligen genererades stapeldiagram av de billigaste förslagen för respektive scenarier, samt de scenarier med lägst mängd emissioner. På detta vis tydliggjordes hur de olika scenarierna jämfördes med varandra.

4

Resultat

I detta kapitel presenteras de resultat som har framtagit. Kapitlet börjar med en genomgång av de resultat som förväntades innan simuleringarna genomfördes, sedan presenteras resultaten från den första metoden, där en Pareto-optimal lösning försökte finnas. Kapitlet avslutas med resultaten, inklusive känslighetsanalysen, från simuleringarna från den andra metoden i form av grafer och diagram.

4.1 Förväntat resultat

Den första metoden användes för att utföra en simulering med minimering av kostnad som fokus. Eftersom SE3 ska kunna vara ett helt självförsörjande energiområde var ENS tvunget att vara noll, samt att inga import eller export skulle vara inkluderade. Eftersom ENS var noll förväntas det bli väldigt dyrt och få lösningar förväntades hittas med de givna kriterierna i modellen.

För den andra metoden användes en framtagen kod för att visualisera olika samband mellan installerad effekt, lagringskapacitet, installationskostnad och klimatpåverkan. Koden svepte över olika fördelningar och beräknade de kostnader och emissioner varje fördelning hade. Systemkonfigurationerna visade hur dimensioneringen av elsystemet för SE3 skulle kunna se ut. Varje unikt dimensionerad konfiguration skulle ha en specifik installationskostnad i kombination med ett tillhörande emissioner i koldioxidekvivalenter.

Utifrån den teori som har tagits fram för de olika kraftverken och lagringsteknikerna gick det att få en relativt tydlig bild av hur fördelningen bör se ut. Eftersom lagringsteknikerna kostar mer än produktionskällorna innebär det också att det blir dyrare desto mer lagring som används i elsystemet. Därav bör en fördelning med mer lagring påvisa ett högre inköpsvärde. Det finns dessutom en skillnad i pris för vätgaslagring och stationära LFP batterier där vätgas är nästan fyra gånger dyrare. Batterilagringen kostar runt 1,50 Mkr/MWh och priset för vätgas ligger på runt 3,99 Mkr/MWh. Detta pris inkluderar hela systemet som krävs för vardera lagringstyp. Därav borde de lösningarna med lägst kostnad ha relativt lite vätgaslagring i jämförelse med batterilagring. För produktionen av elektricitet visas också tydliga skillnader i både kostnad och effekt för de olika kraftverken. Vindkraft kan producera effekt en större andel av tiden än solkraft och därmed blir den effektiva effekten från vindkraft högre. Detta medför att det som ger billigast lösning för produktionen bör bestå av en stor andel vindkraft.

Därutöver förväntades visualiseringarna visa en tydlig trendkurva som visade att sambandet mellan emissioner och kostnad påverkas av en målkonflikt. Om systemkonfigurationerna har låga emissioner blir totalkostnaden hög, medan kostnadsminimerande förslag medför större klimatpåverkan. Båda dessa kan inte minimeras samtidigt.

För stapeldiagrammet som jämför systemkostnaden för de bästa respektive lösningarna förväntades ett resultat som demonstrerar sjunkande kostnader mellan scenarierna. Eftersom priset på lagringsteknikerna var det enda som förändrades antas de scenarier med billigare lagringsteknik påvisa att de bidrar till en mindre systemkostnad, jämfört med grundfallet. Inkluderingen av ett fossilfritt fall förväntas också demonstrera en stor skillnad jämfört med de förnybara scenarierna, då förslagen inte behöver dimensioneras i lika hög grad, till följd av den mycket mindre nettolasten som just det scenariot har på grund av kärnkraften.

Ett liknande resultat förväntas vid stapeldiagrammet som jämför systememissionerna för de bästa respektive scenarierna. Då integration av kärnkraft, enligt ovanstående stycke, medför mindre dimensionerade beslutsvariabler, förväntas scenariot med kärnkraft ha en betydligt mindre total mängd emissioner. Detta bör leda till den billigaste och rimligaste implementationen av ett nytt elsystem.

4.2 Paretofront med kostnadsoptimerade lösningar

Vid simuleringen av den första metoden erhöles inga giltiga Pareto-optimala resultat med de angivna systemparametrarna som hade implementerats i programmet. Detta betyder att programmet inte lyckades med identifieringen av en eller flera systemkonfigurationer i kombination med systemets krav på ENS och spill. De parametrar som användes under simuleringen var följande,

- Parametrar för produktion, se tabell 4.1.
- Parametrar för lagring, se tabell 4.2.
- Antal nivåer för ε_{ENS} : 1.
- Antal nivåer för $\varepsilon_{\text{Spill}}$: 5.
- Intervall för ε_{ENS} : 0.
- Intervall för $\varepsilon_{\text{Spill}}$ 0 till 1,01 TWh.
- Kapacitetsbegränsningar för beslutsvektorer
 - $P_{\text{max,sol}} = 5,00 \cdot 10^5$ MW.
 - $P_{\text{max,vind}} = 5,00 \cdot 10^5$ MW.
 - $E_{\text{max,batteri}} = 1,00 \cdot 10^6$ MWh.
 - $E_{\text{max,H}_2} = 1,00 \cdot 10^7$ MWh.

Tabell 4.1: Investeringskostnader och klimatpåverkan för olika kraftverk.

Kraftverk	Emissioner [ton CO ₂ e/MW]	Pris [Mkr/MW]
Solkraft	421	7,40
Vindkraft	622	15,0

Tabell 4.2: Parametrar för energilagring.

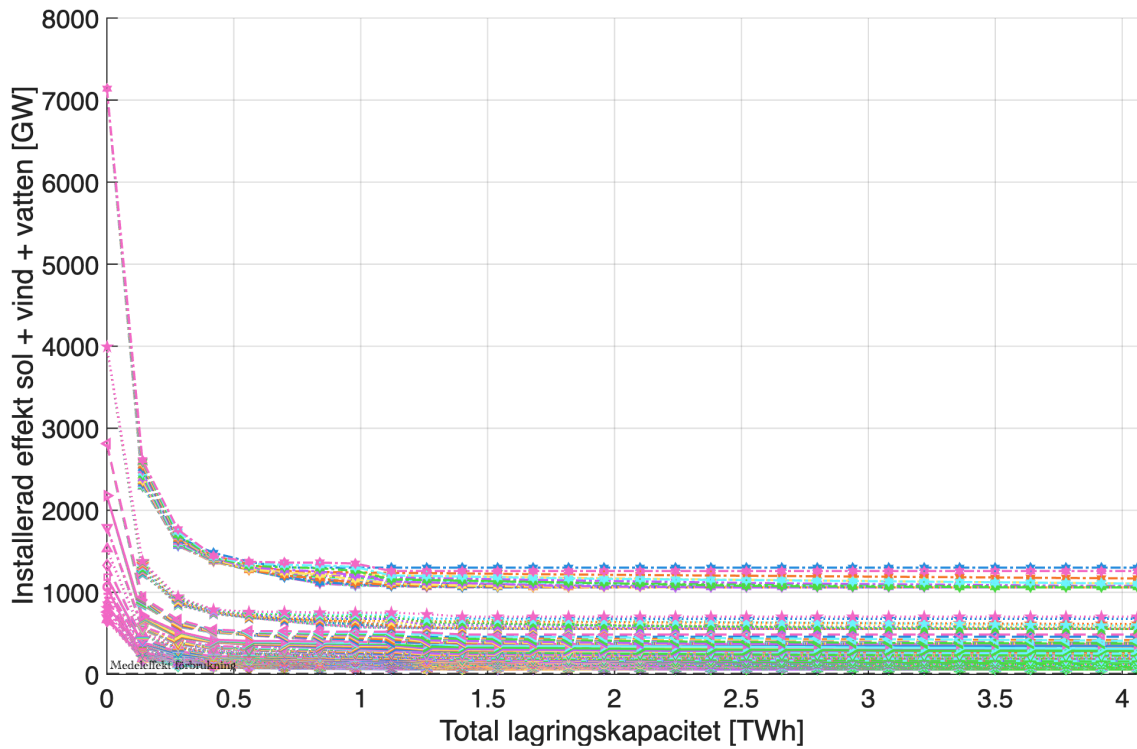
Lagring	C-rate	Verkningsgrad	Emissioner [ton CO ₂ e/MWh]	Pris [Mkr/MWh]
Batteri	1	0,99	221	1,50
Vätgas	0,10	0,35	37,1	3,99

4.3 Samband mellan effekt och lagring, samt förslag på systemkonfigurationer

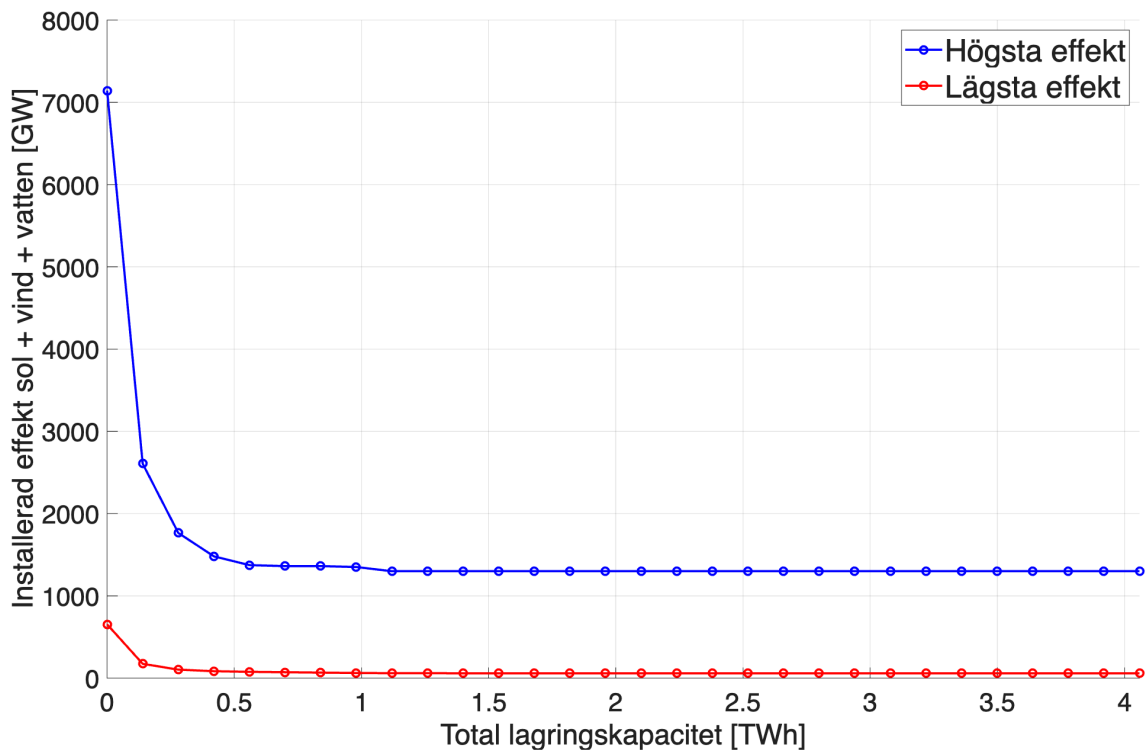
Resultaten från andra analysmetoden presenteras i figurerna 4.1–4.4 samt i tabellerna A.1 och A.2 i bilagor. Analysen utgick från grundfallet där energilagringssparametrarna för batteri och vätgas var satta till 100 % av baspriset. Dessutom redovisas de tio billigaste respektive de tio bäst presterande konfigurationerna då lägsta emissioner (mätt i Mton CO₂e) rangordnas.

Figur 4.1 visar sambandet mellan total lagringskapacitet och installerad effekt för samtliga simulerade teknikkombinationer. Grafen visar att när lagringskapaciteten ökar så minskar behovet av installerad effekt snabbt i spannet 0–1 TWh och därefter är behovet av installerad effekt relativt konstant oavsett lagringskapacitet. Figur 4.2 nedan visar de simuleringsresultat med högst respektive lägst installerad effekt för varje lagringskapacitet som simulerades. Detta ger en visualisering av de band som alla simuleringarna ligger inom. Därav så följer figur 4.2 samma samband som figur 4.1.

4. Resultat



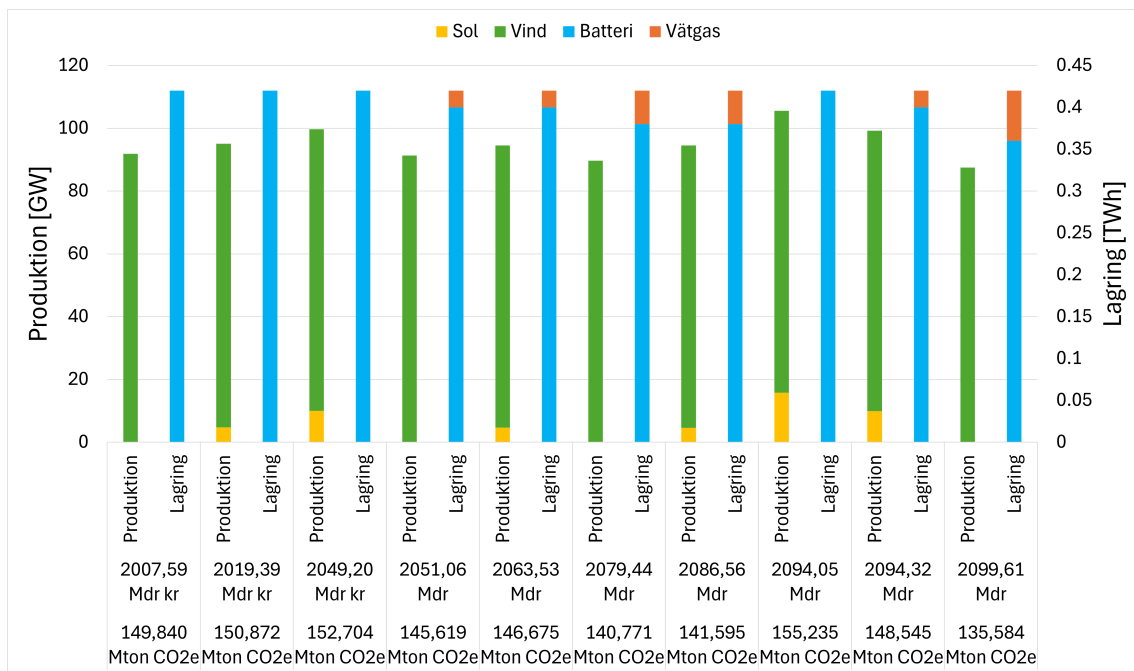
Figur 4.1: Förhållande mellan lagring och installerad effekt. Alla de olika linjerna representerar olika fördelningar både inom produktion och inom lagring.



Figur 4.2: Förhållande mellan högsta och lägsta effekt. Den röda kurvan visar de konfigurationerna med lägst effekt och den blå högsta effekt.

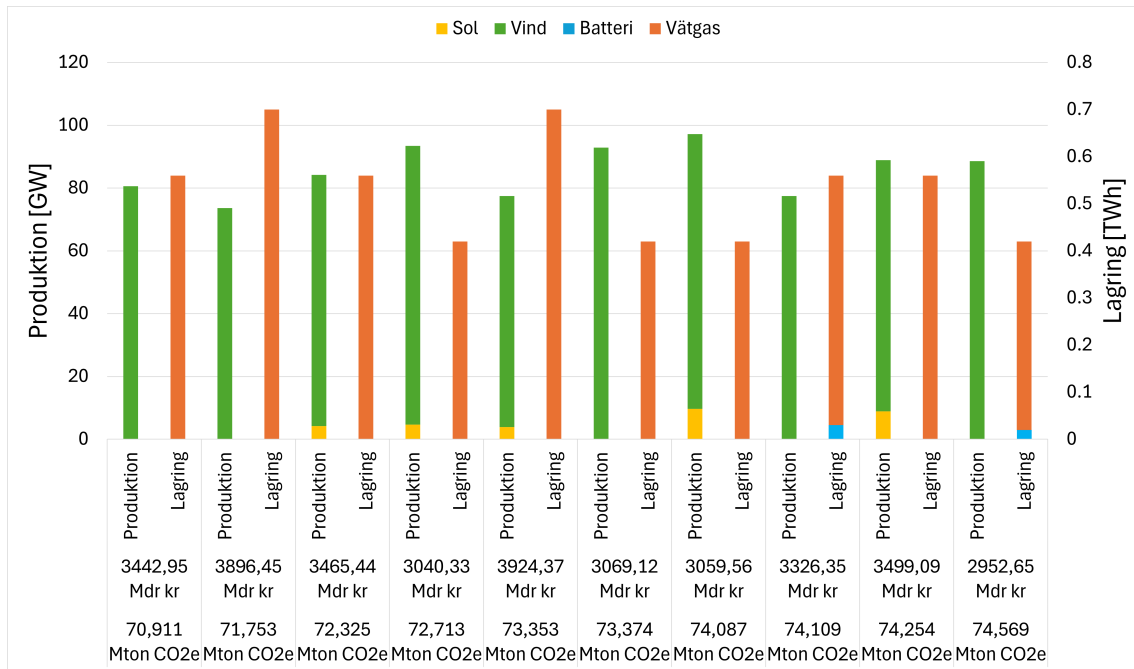
4. Resultat

De tio konfigurationerna med lägst kostnad sammanfattas i tabell A.1 och illustreras i figur 4.3. Samtliga tio billigaste lösningar domineras kraftigt av vindkraft, med installerade effekter i intervallet 87,5–91,9 GW, mot 0–15,8 GW solkraft. Den billigaste lösningen (nr 1 i tabell A.1) består av 0 % sol- och 100 % vindkraft på produktionssidan, kombinerat med 100 % batterilagring och en total lagringskapacitet på 0,42 TWh. Den totala investeringskostnaden för detta förslag uppgår till 2010 miljarder kr med ett klimatavtryck på 150 Mton CO₂e. Figur 4.3 visar grafiskt hur fördelningen av lagringsmetoder och produktionstyper i de tio billigaste alternativen är.



Figur 4.3: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrade priser.

Figur 4.4 skiljer sig från figur 4.3 då den visar de tio konfigurationerna med lägst klimatpåverkan istället för kostnad, och de återfinns även i tabell A.2. Lagringsfördelningen består till stor del av vätgas då batterier endast utgör 0–5 % av lagringskapaciteten och den totala lagringskapaciteten är i spannet 0,42–0,7 TWh. Den lägsta klimatpåverkan uppnås vid 0 % solkraft och 0 % batteri, och en total lagringskapacitet på 0,56 TWh, vilket ger 70,9 Mton CO₂e till en kostnad på 3440 miljarder kr.

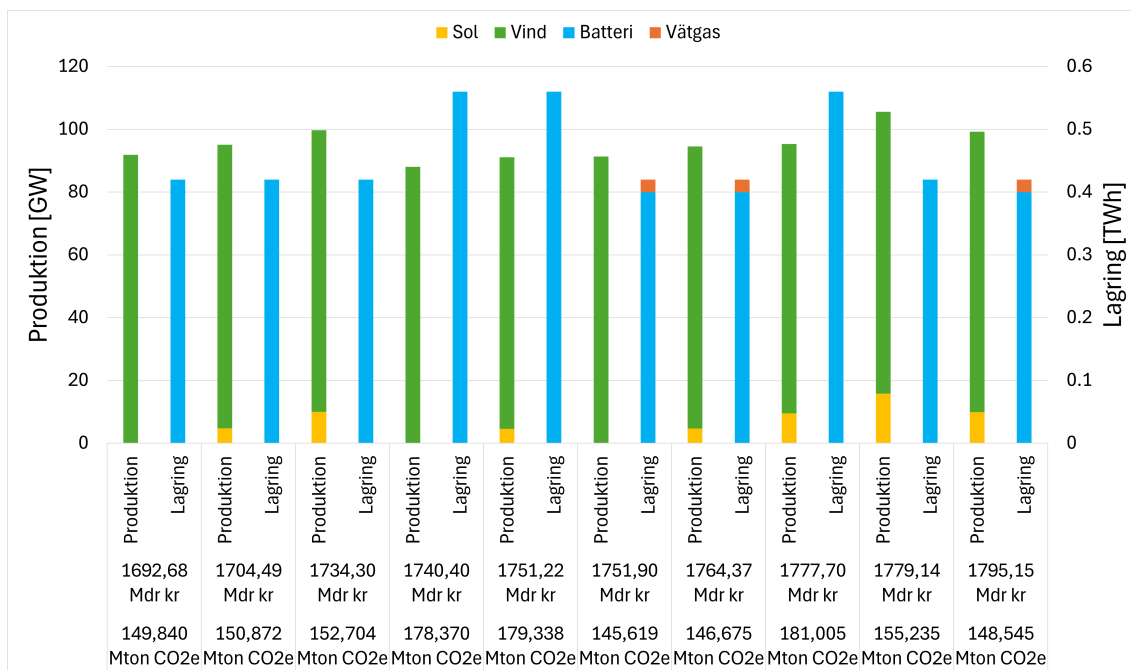


Figur 4.4: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrade priser.

4.3.1 Systemets känslighet för prisreduktion av batteri- och vätgaslagring

För att undersöka hur resultaten påverkades av förändringar i prissättningen på lagringstekniker genomfördes en känslighetsanalys där priset på batterier respektive vätgaslagring justerades till 75 % och 50 % av baspriset, i olika kombinationer. Tre scenarion lyfts fram här, resterande redovisas i bilaga A. I scenariot med 100 % pris på vätgaslagring och 50 % pris på batterilagring sjunker den lägsta investeringskostnaden till 1690 miljarder kr, se figur 4.5. Lagringens batteriandel ändrades även till spannet 95–100 % istället för grundfallets 85–100 % för de respektive tio billigaste kombinationerna.

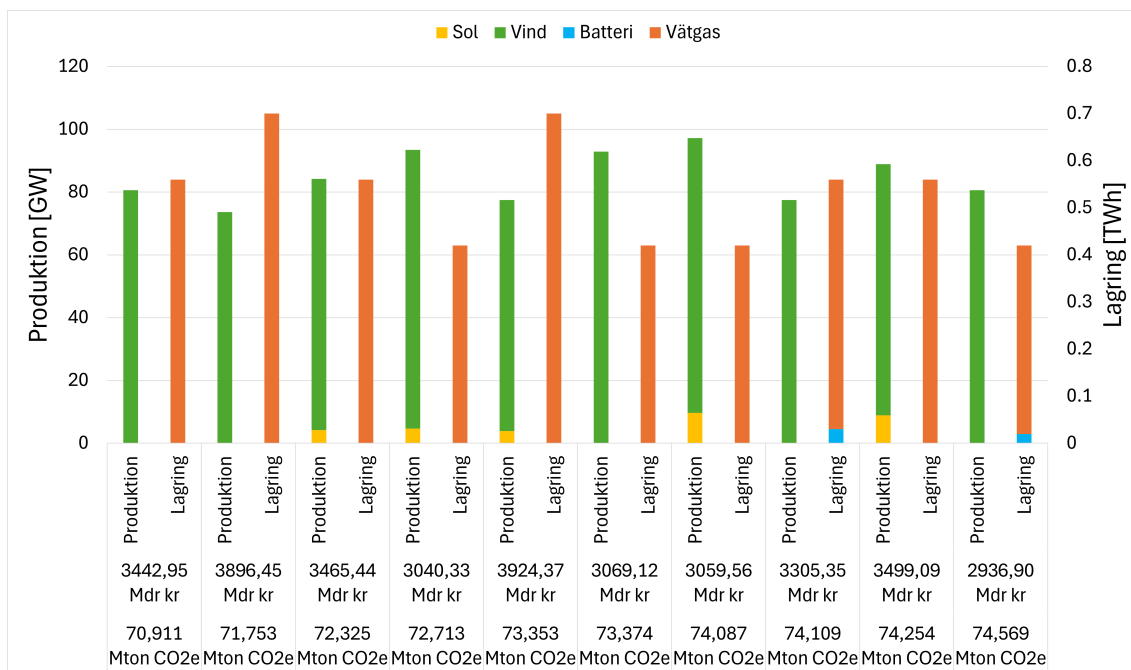
4. Resultat



Figur 4.5: De tio konfigurationerna med lägst kostnad med en 50 % sänkning för batteripris och oförändrat vätgaspris.

Vid olika scenarion med prisjusteringar för lagringsteknikerna så sker ingen förändring i konfigurationernas emissioner, utan endast kostnaden ändras, se figur 4.6. Detta innebär att emissionerna från konfigurationerna är identiska till grundfallet oavsett vilken prisjustering som görs. Så då Batterikostnaden justeras till 50 % av baspriset så förändras inte den konfigurationens kostnad med minst emissioner då den använder 100 % vätgas, ett liknande mönster av låg påverkan syntes i de resterande nio resultaten med minst klimatpåverkan.

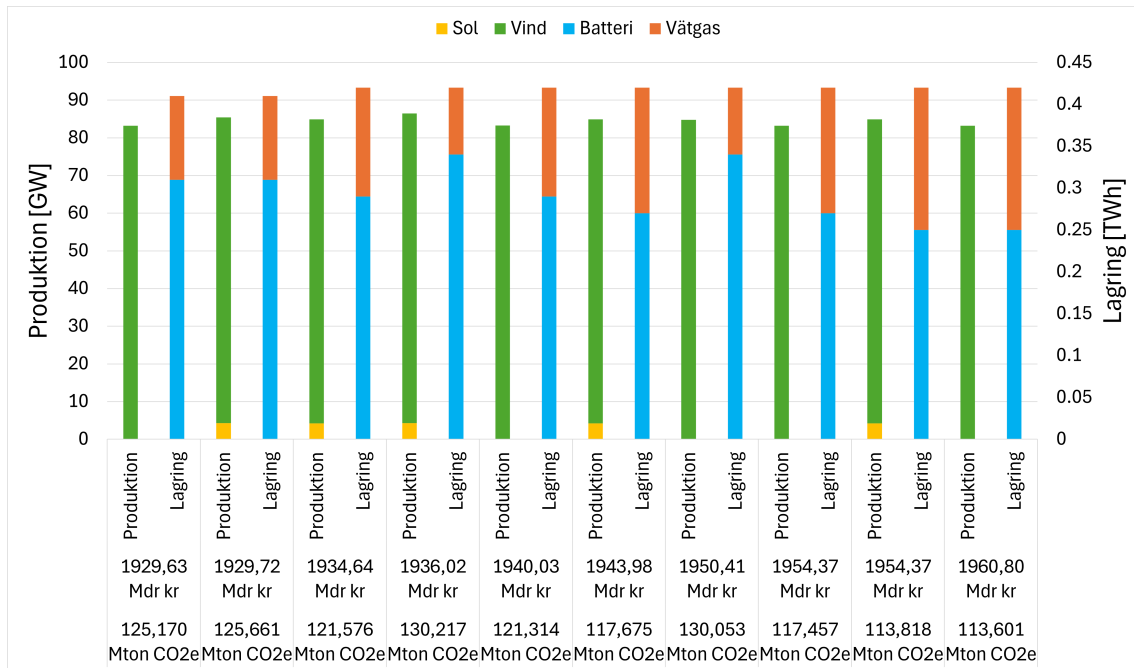
4. Resultat



Figur 4.6: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid en sänkning på 50% av batteripriset och oförändrat vätgaslagringspris.

Då vätgaspriset halveras sjunker den lägsta kostnaden till 1930 miljarder kr, se figur 4.7. På lagringssidan sker även en förändring i vilken andel som är allokerad till batteri- respektive vätgaslagring, då batteriandelen sjunker från 85–100% till 65–80%. Produktionssidan är dock relativt lik grundfallet med en solkraftsandel på 0–5% jämfört med grundfallets 0–15%.

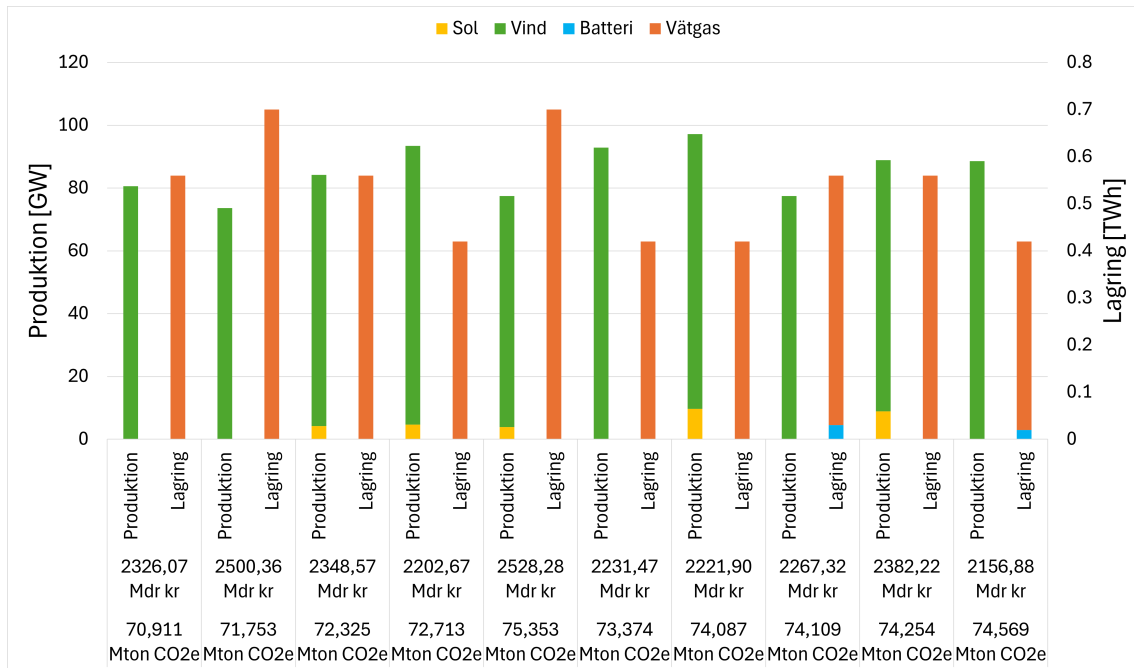
4. Resultat



Figur 4.7: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat batteripriset och 50 % sänkning av vätgaslagringspriset.

Den konfigurationen med lägst klimatpåverkan då vätgaslagringspriset har sjunkit med 50 % följer samma fördelningar som grundfallet, men med lägre kostnader, se figur 4.8. Då denna minimering resulterar i en stor andel lagring i form av vätgas så syns en signifikant kostnadsmissig förändring då detta pris sänks. I den konfigurationen med lägst emissioner (mätt i CO₂e) så förändras kostnaden från 3440 miljarder kr i grundfallet till 2330 miljarder kr, vilket motsvarar en minskning med 32,4 %.

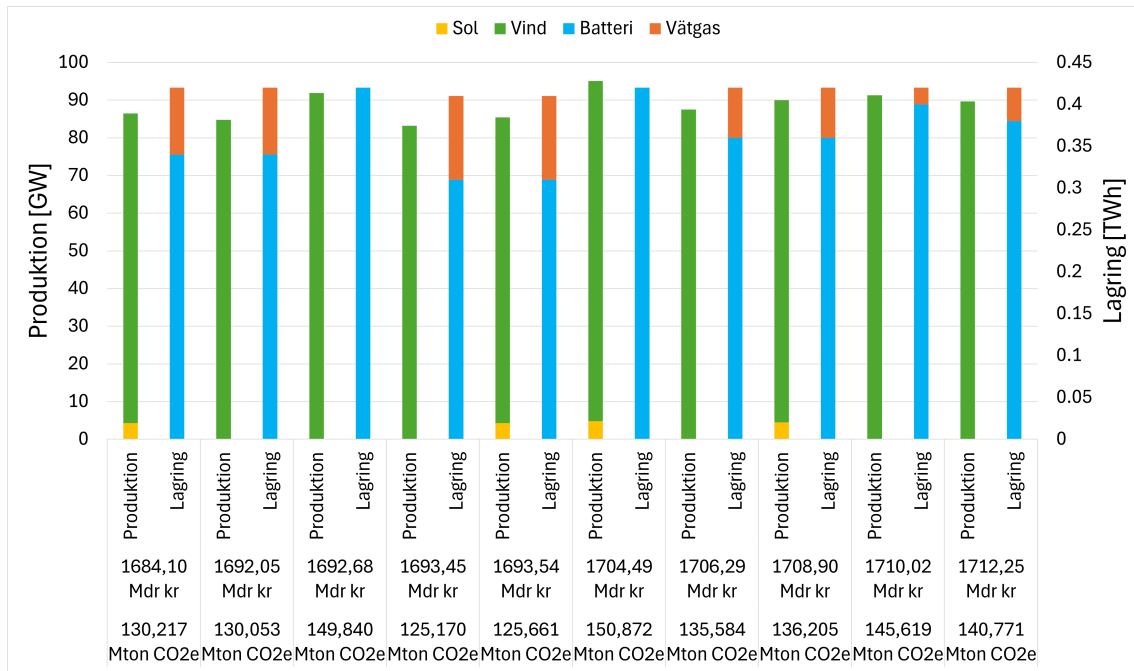
4. Resultat



Figur 4.8: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat batteripriset och 50 % sänkning av vätgaslagringspriset.

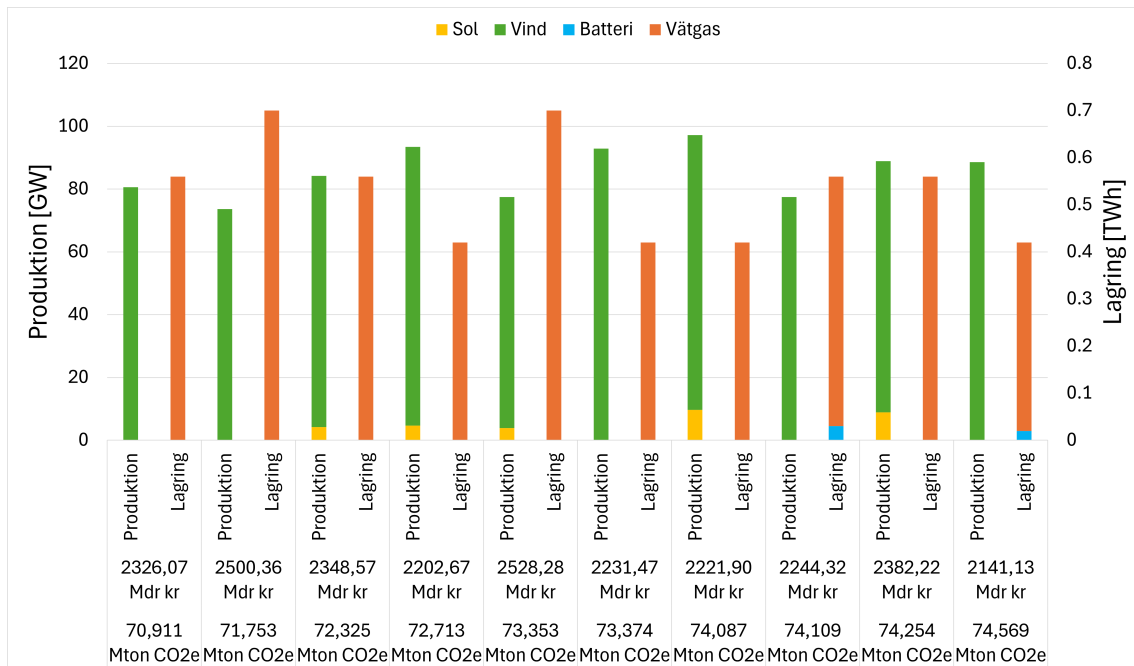
Då båda kostnadsvariablerna halveras uppnåddes den lägsta kostnaden ur något testat scenario. Investeringskostnaden föll från 2010 miljarder kr till 1680 miljarder kr, se figur 4.9, vilket motsvarar en minskning på 16,1 %. Spannet på mängden produktion som behövs ses också krympa något i detta scenario jämfört med grundfallet, med förändringar från 87,5–105,6 GW till 83,2–95,1 GW i de tio bästa förslagen.

4. Resultat



Figur 4.9: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 50 % sänkning av både batteripriset och vätgaslagringspriset.

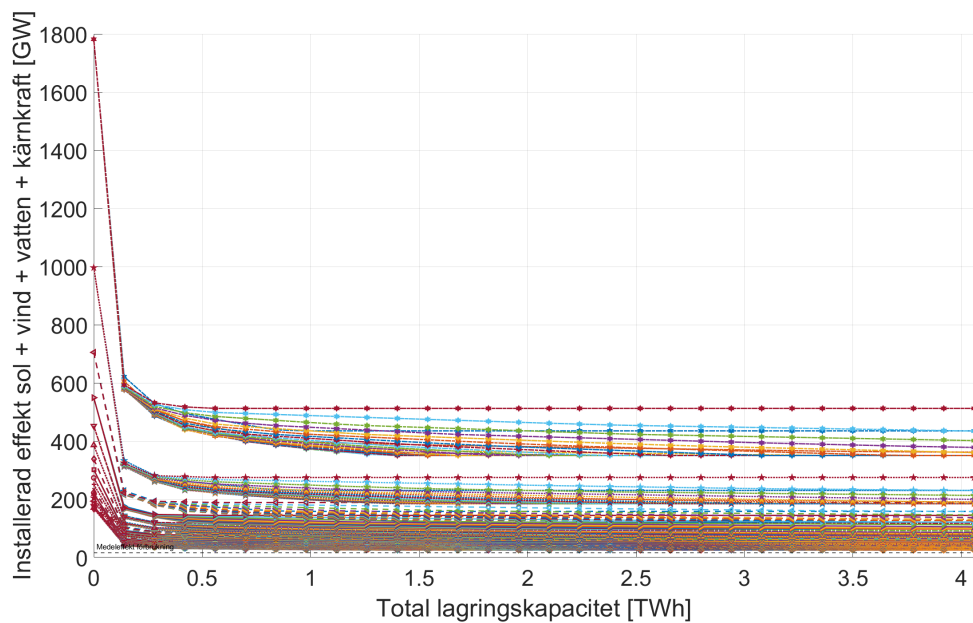
Även i det scenariot då all lagringskostnad halveras i pris så kvarstår de konfigurationer som är låga i emissioner, enligt denna analys, se figur 4.10. Kostnaden i de tio bäst presterande scenarierna sjunker till 2140–2530 miljarder kr. Detta skiljer sig, men inte kraftigt, från det scenario då endast vätgaslagringens priser sjönk med 50 %.



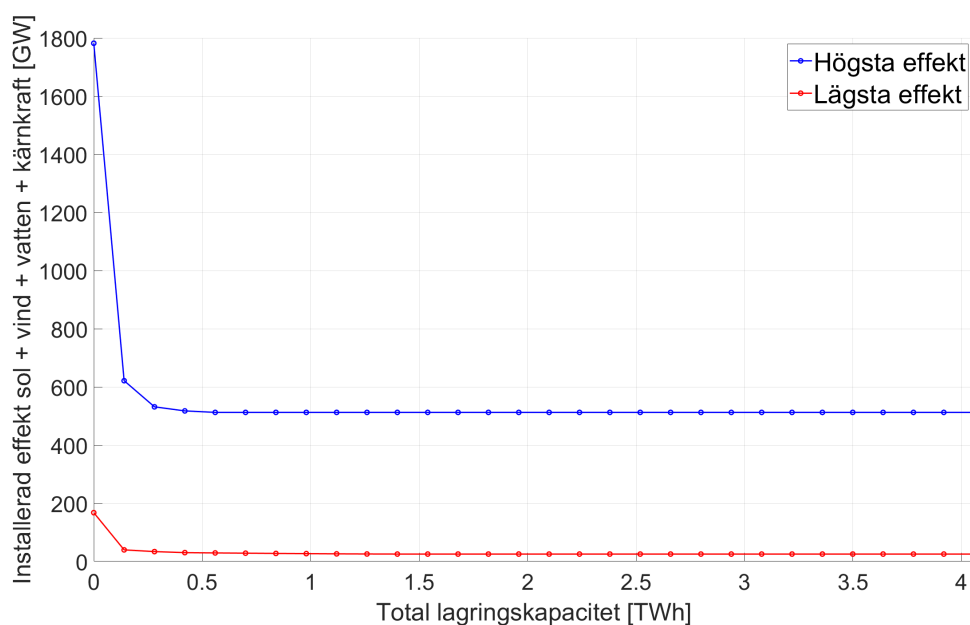
Figur 4.10: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 50 % sänkning av både batteripriset och vätgaslagringspriset.

4.3.2 Påverkan av fortsatt kärnkraft på kostnad och emissioner

Figureorna 4.11 och 4.12 visar sambandet mellan installerad effekt och lagringskapacitet för de simulerade konfigurationerna med fortsatt kärnkraft. Grundmönstret från figureorna 4.1 och 4.2 återkommer. Behovet av installerad effekt minskar kraftigt då lagringskapaciteten ökas upp till 0,50 TWh, då den därefter är relativt stabil. Den totala installerade effekten är dock generellt lägre än utan den fortsatta använda kärnkraften.



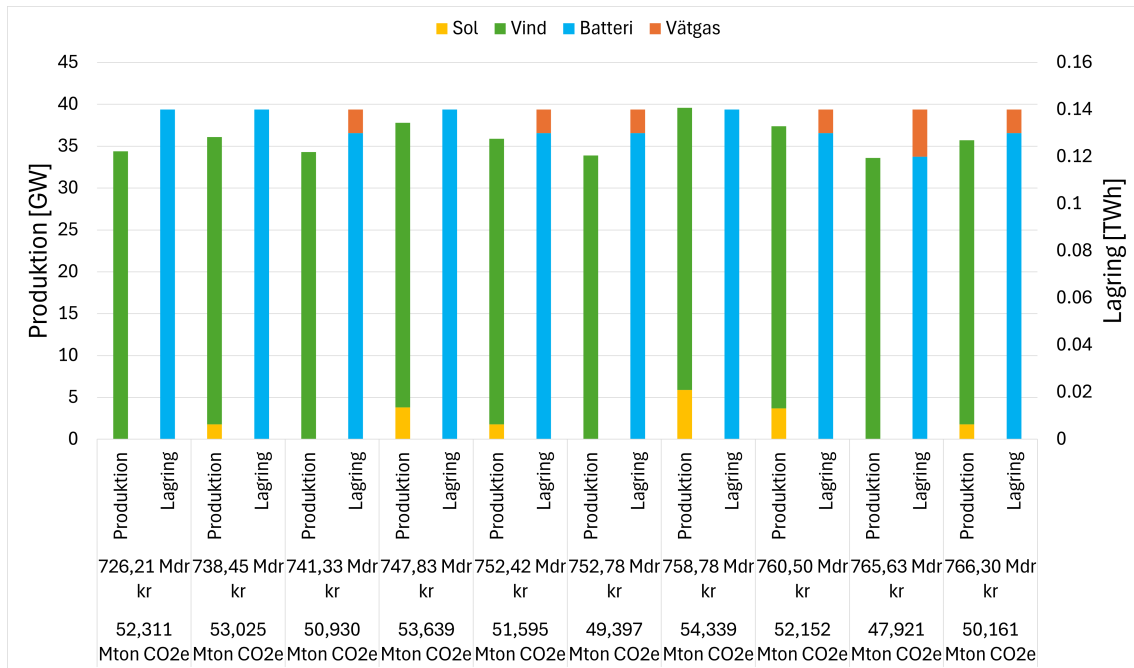
Figur 4.11: Förhållanden mellan installerad effekt och lagringskapacitet i alla simulerade lösningar med fortsatt kärnkraft.



Figur 4.12: Förhållanden mellan installerad effekt och lagringskapacitet i de simulerade lösningar vid fortsatt kärnkraft med högst samt lägst effekt för de olika lagringskapaciteterna då kärnkraft.

De tio konfigurationerna med lägst kostnad sammanfattas i tabell A.19 och visualiseras i figur 4.13. Till skillnad från grundfallet utan kärnkraft domineras produktionssidan här av vindkraft i intervallet 33,6–34,4 GW med en solkraftsandel på 0–15 %. Batterilagringen utgör 85–100 %. Den billigaste lösningen ur simulationerna består av 100 % vindkraft för produktion och lagringen består helt av batterier. Investeringskostnaden för detta scenario uppgår till 726 miljarder kr, vilket är en avsevärt lägre kostnad än utan kärnkraft.

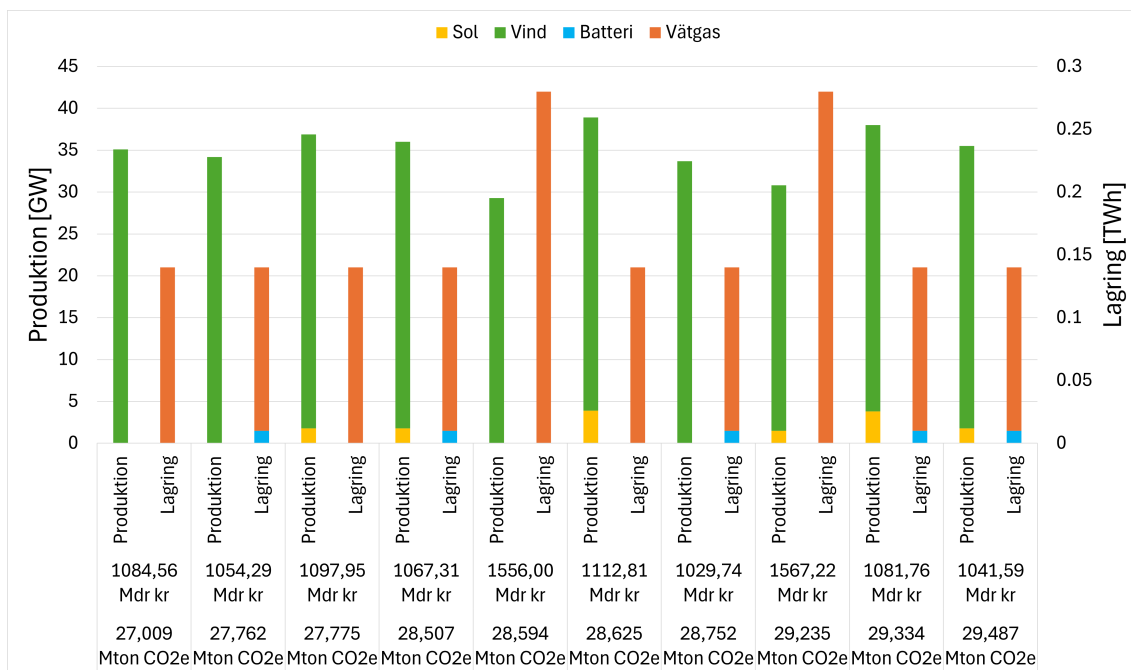
4. Resultat



Figur 4.13: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat pris och fortsatt kärnkraft.

Figur 4.14 visar de tio konfigurationerna med lägst klimatpåverkan vid fortsatt kärnkraft, dessa värden visas även i tabell A.20. Här förskjuts lagringsfördelningen mer mot vätgas relativt till motsvarande ekonomiskt goda scenarier. andelen vätgasbase-rad lagring ligger i spannet 90–100% med fortsatt hög grad vindkraftsanvändning. För den konfigurationen med lägst klimatpåverkan vid konstruktionen är kostna-den 1080 miljarder kr och denna konfiguration resulterar i emissioner på 27,0 Mton CO₂e. Jämfört med grundfallet med lägst klimatpåverkan utan kärnkraft så ger detta scenario både en lägre kostnad och lägre mängd emissioner.

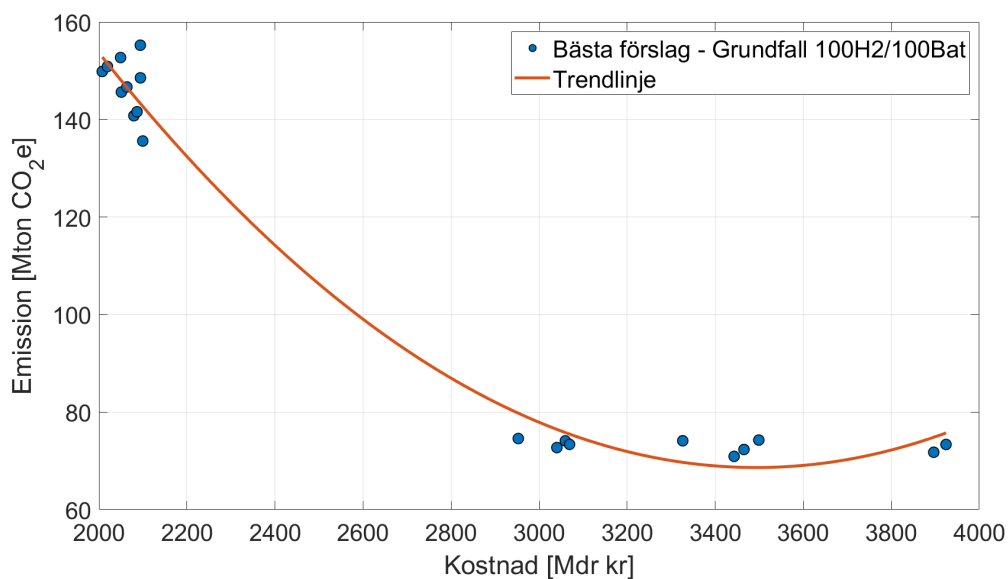
4. Resultat



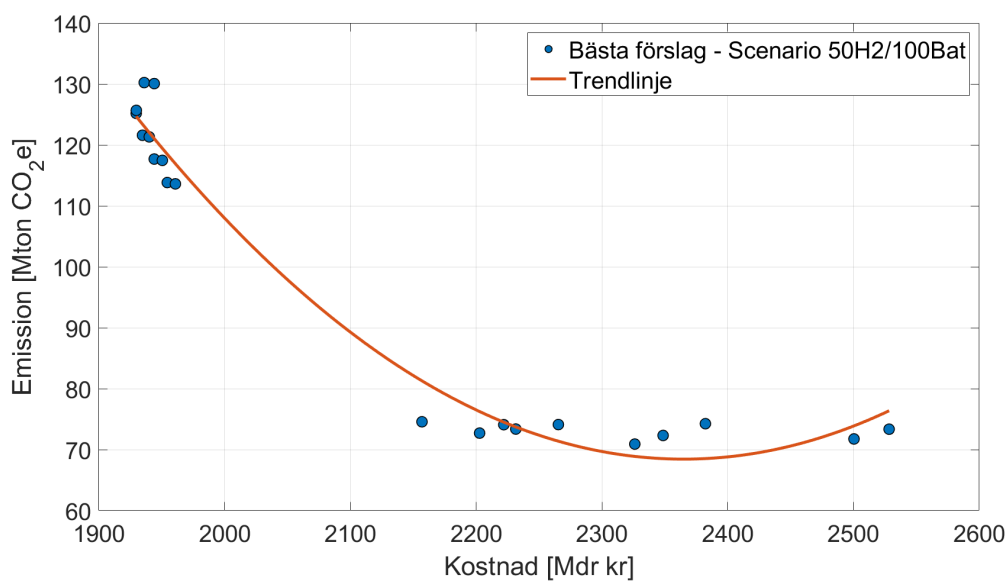
Figur 4.14: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat pris och fortsatt kärnkraft.

4.3.3 Kostnad-emissionssamband

Resultaten som visas i figurerna 4.15–4.19 demonstrerar en tydlig målkonflikt mellan systemkonfigurationernas klimatpåverkan och investeringskostnad för scenariernas bästa förslag. Detta samband påvisas både i konfigurationernas position på grafen, samt i trendlinjen som följer dem. Scenarierna nedan representerar grundfallet, olika kombinationer av prisnedsättning på lagringsteknik och det fossilfria fallet.

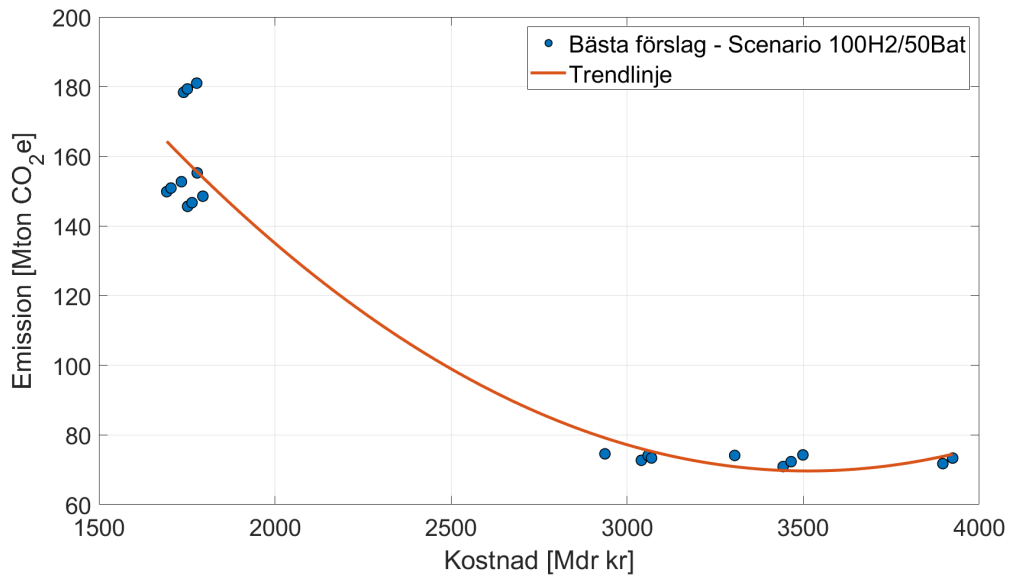


Figur 4.15: Samband mellan lägsta totala kostnader och totala emissioner vid oförändrade priser.

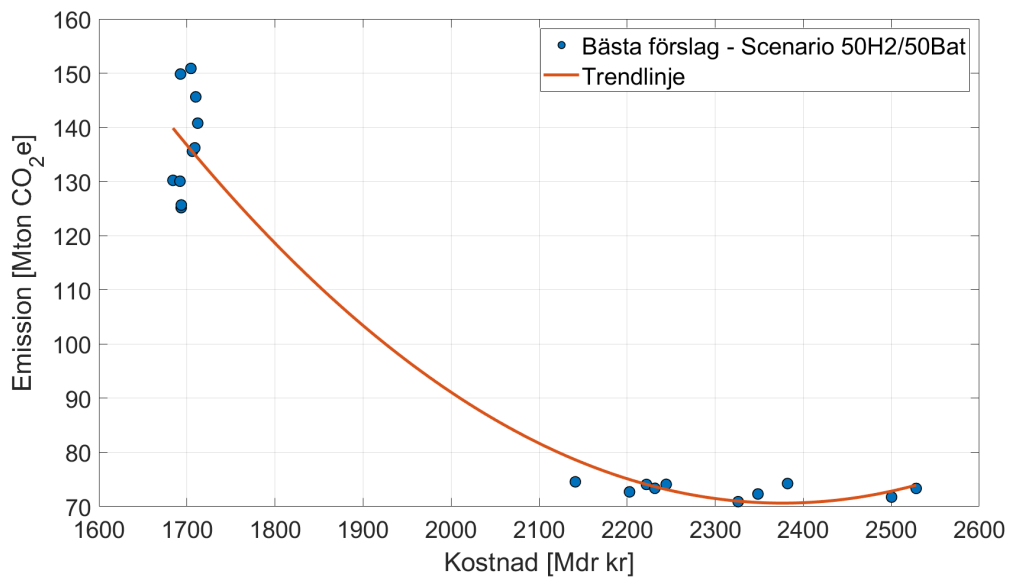


Figur 4.16: Samband mellan lägsta totala kostnader och totala emissioner vid oförändrat batteripris och 50 % sänkning av vätgaslagringspriset.

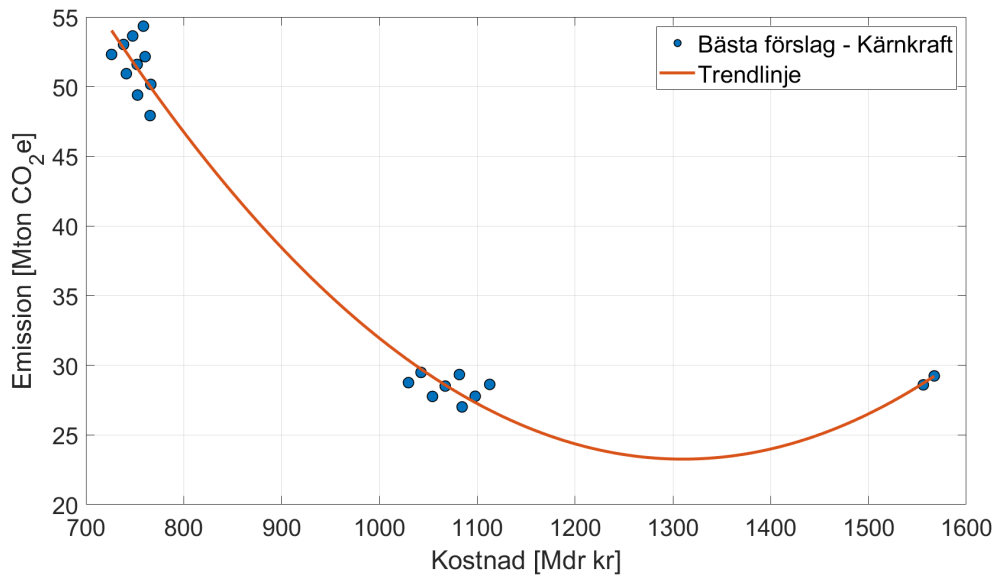
4. Resultat



Figur 4.17: Samband mellan lägsta totala kostnader och totala emissioner vid 50 % sänkning av batteripriset och oförändrat vätgaslagringspris.



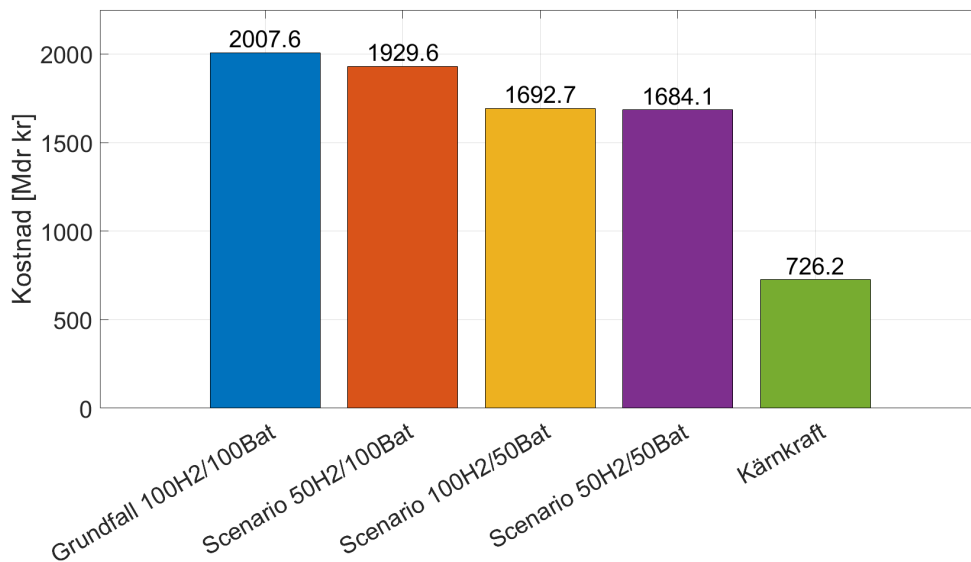
Figur 4.18: Samband mellan lägsta totala kostnader och totala emissioner vid 50 % sänkning av både batteripriset och vätgaslagringspriset.



Figur 4.19: Samband mellan lägsta totala kostnader och totala emissioner vid oförändrat pris och fortsatt kärnkraft.

4.3.4 Jämförelse mellan lägsta kostnader och emissioner

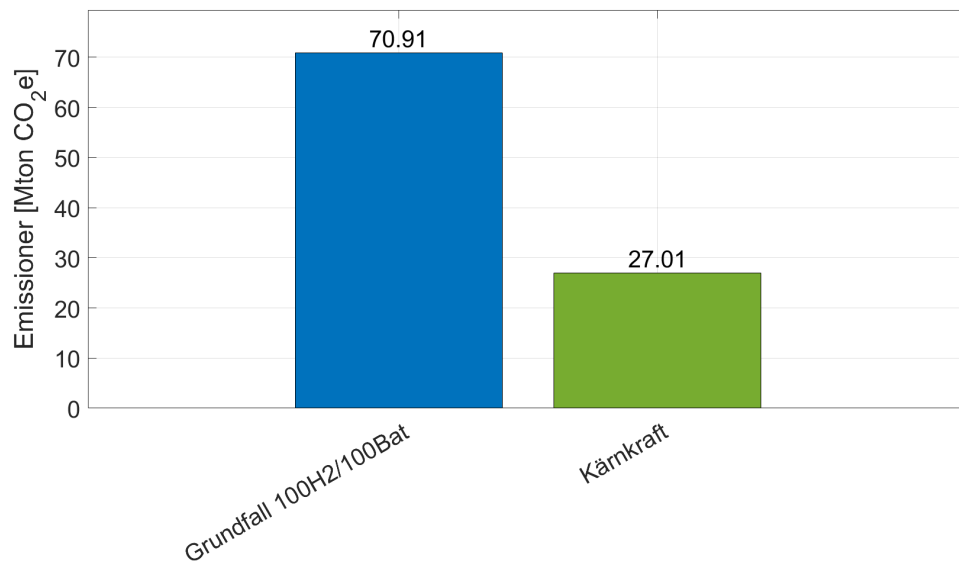
Figur 4.20 nedan visar simuleringsresultaten för de bästa förslagen för ett antal scenarion. Detta ger en direkt jämförelse av förslagens totala investeringskostnad. Därefter kan det mest solida scenariot väljas utifrån figuren.



Figur 4.20: Jämförelse mellan scenariernas respektive lägsta totala investeringskostnad.

4. Resultat

Figur 4.21 nedan visar simuleringsresultaten för det bästa förslaget för både grundfallet och det fossilfria fallet. Detta ger en direkt jämförelse av förslagets totala mängd emissioner. Därefter kan det mest solida scenariot väljas.



Figur 4.21: Jämförelse mellan scenariernas respektive lägsta totala emissioner.

5

Diskussion

Efter genomförda simuleringar förklaras och diskuteras de resultat som genererats. En möjlig förklaring till varför den första metoden ej gav något resultat ges. Efter detta följer en känslighetsanalys, utgående från de olika simuleringar som utförts, en rimlighetsanalys av resultaten från både ett ekonomiskt- och klimatperspektiv, samt mer förklaringar av delar av resultatet samt de parametrar som valts till simuleringarna. Kapitlet avslutas med en diskussion kring driftkostnaders och kärnkrafts möjliga påverkan på resultatet, två delar rapporten valt att ej ta hänsyn till i analysen, samt en jämförelse med de andra elområdena i Sverige och i Skandinavien.

5.1 Brist på tekniskt giltiga kostnadsoptimerade lösningar

Resultatet som erhålles utifrån första metoden är inte negativt i sig. Även om programmet inte lyckades att identifiera lösningar som var tekniskt giltiga betyder detta inte att metoden i sig är felaktig. Att ingen lösning kartlades av analysen med respekt till bivillkoren gynnar ett mycket intressant resultat. Att bemöta utmaningen med ett förnybart elsystem, med endast optimering kan vara tekniskt utmanande, detta då optimeringsformuleringen var mycket restriktivt med att ε_{ENS} -kravet fick inte överstiga noll. Detta krav är mycket begränsande på simuleringen och tillät inga förslag att godkännas av programmets bivillkor. Därutöver var detta sant, även om parametrarna för produktions- och lagringstypernas kapacitetsbegränsning tilldelades höga värden.

En möjlig lösning till detta är att höja ε_{ENS} -kravet till ett mycket högt värde, samtidigt som simuleringen tillåts beräkna över fler ε_{ENS} -nivåer. Innan den simuleringen som fastställde det slutgiltiga resultatet initierades, så testades programmet med kontrollvärden, samt extremt höga värden på ε_{ENS} - och $\varepsilon_{\text{Spill}}$ -kraven. Med dessa värden genererades ett positivt resultat för denna metod, med en existerande, men lågt detaljerad Pareto-front och Pareto-optimala värden. Problemet med detta var att lösningarnas värden för ENS var orimligt stora. Detta förklarar delvis varför inga giltiga lösningar erhålls i det slutgiltiga resultatet när ε_{ENS} -kravet tilldelas värdet 0.

5.2 Analys av systemens känslighet för prisreduktion av batteri- och vätgaslagring

Då rapporten på grund av de höga priserna för energilagring, både för batterier och vätgaslagring, antog att kostnaden på elsystemet dras upp av installationen av lagring genomfördes en känslighetsanalys. I denna analys undersöktes hur kostnaden på hela systemet ändras då priserna på både batterier och/eller vätgaslagring ändras. Det genomfördes genom att systematiskt köra om simuleringen med olika koefficienter framför priset för batterier och/eller vätgaslagring.

5.2.1 Påverkan av prisreducering av batterilagring

Utifrån denna känslighetsanalys kan man se att totalkostnaden för de billigaste systemkonfigurationerna sänks, dock med en lägre procent än procentsänkningen på energilagringen. Något som dock ses är att fördelningen mellan både vind- och solkraft samt batterier och vätgaslagring ändras. Speciellt så ändras fördelningen på lagringssidan, från att nästan enbart ge förslag med över 90 % batterilagring för de konfigurationerna med lägst kostnad, till att faktiskt inkludera förslag med en mer betydlig andel vätgaslagring. För den analys där priset på både batterier och vätgaslagring sänks med 50 % blir det billigaste förslaget ett som innehåller 20 % vätgaslagring, något som tidigare bara setts i scenarier där vätgaspriserna sänkts och batteripriserna är kvar på dagslägesnivåer.

5.2.2 Påverkan av prisreducering av vätgaslagring

Detta visar på att vätgaspriserna i dagsläget är en avgörande faktor till att vätgas ska kunna användas som lagringsalternativ. Detta stämmer väl överens med det vi trodde innan simuleringarna genomfördes då vätgaslagring fortfarande är en ny teknik under utveckling. Då vätgaslagring fortfarande ständigt går ner i pris tyder denna analys på att vätgaslagring som långtidsenergilagringalternativ i framtiden kan bli prismässigt rimligt och genomförbart.

Värt att notera är att även om fördelningen mellan lagringstyperna ändras med prissänkningarna så ändras inte den totala mängden av lagring, den ligger kvar på samma mängd trots att priset minskar. Dock så ändras den totala mängden effekt för kraftverken som byggs och blir lägre då priset på lagring sänks. Detta är troligen en följd av att en större mängd vätgaslagring inkluderas. Då denna är bättre för långtidslagring av energi betyder det att mindre effekt behöver produceras för att hålla korttidslagringen i form av batterier fulla eller ha fler kraftverk för att producera tillräckligt med el under perioder med lite vind och/eller sol. Det blir alltså ett mer effektivt energisystem, där mer energi kan lagras för lågproduktionsperioder och mindre kraftverk behöver installeras då priserna sänks och vätgaslagring blir ekonomiskt genomförbar. Alltså kan man ur känslighetsanalysen se att det i dagsläget är lagringspriserna som är en betydande begränsande faktor för att minimera kostnaderna hos det totala systemet. Hade dessa priser sänkts ytterligare skulle man potentiellt klara sig med ännu mindre produktion till följd av ökad långtidslagring.

5.3 Rimlighetsanalys av resultaten utifrån kostnad och klimatpåverkan

Värt att notera innan rimligheten av priset för de förslagna elsystemen diskuteras är att rapporten under de genomförda simuleringarna ej tagit hänsyn till redan installerad sol- och vindkraft. Rapporten har istället utgått från att den enda redan existerande energikälla som finns innan elsystemet byggs är den redan installerade vattenkraften i SE3. Detta gjordes eftersom det för vattenkraften finns tydliga siffror på dess produktion i dagsläget, medan det för sol- och vindkraft var svårt att komma fram till några exakta siffror för vad den totala installerade kapaciteten för dessa ligger på i SE3 idag. Det kommer naturligtvis ha en påverkan på priset för de framtagna förslagen, då de skulle i realiteten vara lägre om dimensioneringen tog hänsyn till de redan installerade sol- och vindkraftverken i SE3.

För att utvärdera den ekonomiska rimligheten av de förslag på lösningar som tagits fram av simuleringarna kan kostnaderna för dessa jämföras med statens energibudget. För det budgetförslag för 2026 som presenteras under september 2025 var den föreslagna budgeten för utgiftsområdet 21 Energi 7,94 miljarder kr [52]. Det förslag med lägst kostnad som togs fram av simuleringarna för grundfallet hade en kostnad på 2010 miljarder kr, enligt figur 4.3. Detta innebär alltså att det förslag med lägst kostnad skulle innebära en investeringskostnad på drygt 250 gånger regeringens föreslagna energibudgeten för hela Sverige år 2026. Projektet skulle dock inte enbart ske över ett helt år, men även om man tänker sig att investeringskostnaderna skulle spridas över 30 år så är det en kostnad på nästan 70 miljarder kr per år, vilket även detta är över åtta gånger 2026 års energibudget.

Med grund i detta kan slutsatsen att implementationen av detta förmodligen ej är rimligt med dagens priser för förnybar energi och energilagring om det enbart skulle vara något som staten bekostade. Det skulle alltså krävas en stor omprioritering i statsbudgeten. Där stora summor skulle tillföras till energibudgeten, och stora investeringar från privata företag skulle behövas för att finansiera det nya elsystemet.

Även de simuleringar som genomfördes till känslighetsanalysen där scenarion då priset på batterier och/eller vätgaslagring sänkts har kostnader som är många gånger totala energibudgeten. Vid en halvering av priset på både batterier och vätgaslagring är den totala investeringskostnaden 1680 miljarder kr, se figur 4.9, det vill säga en minskning på drygt 16%. Detta är alltså fortfarande över 200 gånger Sveriges energibudget för 2026. För att omställningen då ska vara rimlig inom en överskådlig tidsram skulle priserna på lagringsenheterna alltså behöva sänkas med betydligt mer än så, alternativt att sol- och vindkraft blir mycket billigare att bygga än i dagsläget.

Kollar man på fördelningen mellan produktion och lagring för de energisystem med lägst klimatpåverkan mätt i koldioxidekvivalenter så ses att fördelningen mellan energisorterna förblir relativt oförändrade. System med ingen eller liten procent solkraft är fortfarande de dominerande. Lagringsfördelningen skiljer sig dock markant, till skillnad från de system med lägst kostnad, där system med främst batterilagring var billiga så är det främst system med enbart vätgas eller endast en liten del batterilagring som är solida val. Då vätgaslagring främst används för långtidslagring och batterier för korttidslagring kan detta leda till problem med energitillförseln. Även om det teoretiskt är möjligt att direkt omvandla energin som lagras som vätgas för att täcka upp kortare perioder då elproduktionen inte räcker till så skulle detta vara ineffektivt. Vätgaslagring har en betydligt lägre verkningsgrad (0,35) jämfört med batteriers (0,99), att då direkt omvandla den nyskapade vätgasen till elektricitet skulle därför inte var rimligt. Kostnaden för det system med lägst utsläpp är även betydligt högre än det billigaste i grundfallet, 3440 miljarder kr jämfört med 2010 miljarder kr, en ökning på över 70 %.

Utsläppen för de konfigurationer med lägst kostnad är betydligt högre än de systemkonfigurationerna med lägst klimatpåverkan, 150 Mton CO₂e jämför med 70,9 Mton CO₂e, alltså över det dubbla. Det blir en avvägning man får göra mellan investeringskostnad och klimatpåverkan på grund av målkonflikten, förmodligen skulle den optimala lösningen ligga någonstans mellan dessa extremer. Om CO₂e jämförs med hela Sveriges utsläpp som år 2024 uppgick till 47,5 Mton CO₂e, varav 4,02 Mton CO₂e kommer från el och fjärrvärme [53], är det en betydande mängd utsläpp som skulle krävas för att installera ett sådant system. Med tanke på att ett helt förnybart elsystem skulle minska SE3:s och således Sveriges utsläpp skulle en sådan investering kunna vara rimlig trots den initiala klimatpåverkan det medför. Om utsläppen fördelas över en tidsram på 20 år så skulle klimatpåverkan för det system med lägst kostnad ligga på 7,49 Mton CO₂e per år och det för lägst klimatpåverkan på 3,54 Mton CO₂e per år. Dessa värden ligger mer i linje med Sveriges utsläpp för el och fjärrvärme och skulle därmed vara en mer rimlig investering om det minskar denna post avsevärt för efterkommande år.

5.4 Målkonflikt mellan kostnad och klimatpåverkan

De systemkonfigurationerna med lägst kostnad domineras konsekvent av vindkraft, med installerade effekter kring 88–92 GW mot 0–16 GW sol. Detta beror till stor del på att vindkraftens produktionsprofil är mer jämnt fördelad över året, vilket är avgörande då helårsförsörjningen analyseras. En följd av detta är att avsevärt mer lagringskapacitet krävs för att täcka upp för minskningen i produktion under den tiden på året med färre soltimmar, om solkraft är en stor del utav effektproducenterna.

Skillnaden mellan lösningar med lägst kostnad och klimatpåverkan på lagringsidan förklaras av ett omvänt förhållande i kostnad och koldioxidutsläpp. Batteriernas pris är satt till 1,50 Mkr/MWh mot vätgaslagringens 3,99 Mkr/MWh, vilket gör att sökalgoritmen konsekvent väljer primärt batterier. Batterierna genererar 221 ton CO₂e/MWh jämfört med vätgaslagringens 37,1 ton CO₂e/MWh vilket leder det till att lösningar med lägst klimatpåverkan domineras av vätgas. Systemkonfigurationer med både lägst kostnad och klimatpåverkan har låga andelar solenergi, detta indikerar att solenergin presterar sämre ur båda dessa perspektiv, iallafall över tids-horisonter på flera år.

5.5 Val av parametrar

För att bestämma vilka parametrar som skulle användas i simuleringarna användes de värden som togs fram i teorin. Vid val av verkningsgrad valdes de värden som var väletablerade samt vanliga vid nyinstallation. Det var inte de högsta som modern teknologi tillåter, utan det var de värden som var mest tillgängliga på marknaden för priset. För verkningsgraden av vätgas användes 0,35 som ungefär motsvarar en tredjedel av den totala energin. Medan 0,99 användes för batterier eftersom batterier förlorar extremt lite energi vid upp- och ur-laddning.

Eftersom priset för batterier inte varierade jättemycket mellan $C = 0,25$ och $C = 1$ innebar det att det verkade orimligt att välja det långsamt laddande batteriet med $C = 0,25$. Därmed valdes $C = 1$ för simuleringen med batteriers egenskaper. För vätgas framtogs ett C -värde på 0,1. Detta ansågs vara rimligt eftersom vätgas representerar långtidslagring och har mindre behov av en hög uppladdningshastighet, då batterier skulle kunna ladda upp vätgaslagringen under en längre tidsperiod.

På marknaden finns det många olika energilagringstekniker. Dock anses batterier vara en av de ledande energilagringsteknikerna som flitigt används inom till exempel bilindustrin. Därav finns det mycket forskning och stora satsningar på denna lagringsteknik och därav blir batterier ett bra val för korttidsförvaring. För långtidsförvaringen behövs andra metoder användas. En av de mer relevanta lösningarna anses vara vätgaslagring. Eftersom vätgaslagring inte kräver mycket energi för att lagras och kan lagras under flera månader eller år blir den en bra lösning för långtidsförvaringen. Det finns såklart många andra energilagringssystem, dock är dessa två i centrum för forskning och utveckling.

När det gäller produktionen valdes ett fokus på sol- och vindkraft för att utvecklas inom SE3, då det inte finns stora möjligheter för expansion av vattenkraft. Vindkraft finns det redan mycket av och är en relativt etablerad teknik som ger bra effekt och använder lite resurser. Detta gör en expansion inom vindkraft en attraktiv proposition då det finns gott om landyta och kust i SE3. Dessutom valdes ett fokus på den snabbt ökande installationen av solkraft. Solkraft är en teknik som dels kan installeras på redan befintliga tak som därav ger upphov till en energiutvinning från en redan ockuperad landyta. Dessutom kan solcellsparkar också installeras i SE3 då det som tidigare nämnt finns mycket landyta som kan användas för energiproduktion.

Inom vindkraft finns två möjliga lösningar, antingen på land eller ute till havs. Vid analys av pris och effekt för de olika varianterna konstaterades att det verkade mest ekonomiskt att fokusera på att bygga ut vindkraft på land. Dels för att det kräver mindre komplexitet i installation som reducerar pris och tid, och dels för att priset per MW är billigare för landbaserad vindkraft. I framtida studier går det givetvis att inkludera havsbaserad vindkraft för att utvidga energiproduktionen och utnyttja den stora kust som finns tillgänglig.

Vätgasproduktion kan åstadkommas med flera olika metoder varav de mest miljövänliga är olika typer av elektrolys. Denna teknologi är i ett utvecklande stadium och därav skulle denna teknologi kunna bli bättre i framtiden. Dock användes de redan existerande värden för effekt och C-rate för att kunna göra en jämförelse med dagens vätgasproduktion. Med framtidens värden kan vätgasproduktionen komma att bli mindre energikrävande och ge nya möjligheter för eventuell korttidslagring och inte endast långtidslagring.

Eftersom denna analys utgår från dagens värden för effekt, verkningsgrad, pris och emission innebär det att konfigurationerna kan komma att ändras vid vidare utveckling och effektivisering av teknikerna. Detta innebär att om vissa verkningsgrader kan bli betydligt högre, som vissa är teoretiskt sätt, så skulle det kunna ge nya möjligheter för mer miljövänliga och billigare konfigurationer för ett förnybart energisystem i SE3. Om till exempel verkningsgraden för vätgas gick att få så hög som 0,5 jämfört med 0,35, då hade vätgas blivit en mycket mer attraktiv lagringslösning både för lång- och korttidslagring. Eftersom verkningsgraden redan är så hög för batterier innebär det att en ökning från 0,99 till 1 inte kommer göra lika stor nytta eller skillnad jämfört med om vätgas ökade sin totala verkningsgrad. Dessutom finns det flera tekniker som redan idag har en högre verkningsgrad för solkraft och om denna teknik blev massproducerad i framtiden skulle den kunna nå ett pris som ger möjlighet till stora installationer. Dessutom skulle detta ge större konkurrens för vindkraft, främst eftersom det är just verkningsgraden och dess aktiva tid som ger vindkraft en fördel i SE3 gentemot vindkraft. Om verkningsgraden och priset gick ner ännu mer hade solkraft vart en stor konkurrent till vindkraft och kanske till och med bli billigare och mindre resurskrävande. Detta arbete skulle kunna ge en tydligare bild för känsligheten om parametrarna skulle ändras eftersom det i princip endast är parametrarna som påverkar resultatet. Med nya och bättre parametrar hade en mer realistisk modell kunnat tas fram.

5.6 Kärnkraftens påverkan på elsystemets dimensionering

Även om implementeringen av ett helt förnybart elsystem kan genomföras stegvis i flera utbyggnadsetapper, indikerar resultaten från både scenariot med fulla prisantaganden, se tabell A.1, samt scenariot där priserna för batteri- och vätgaslagring reducerats med 50 %, se tabell A.17, att de totala investeringsbehoven är mycket omfattande. Genom att lätta på kravet för det nyimplementerade elsystemet från 100 % förnybar till 100 % fossilfri elproduktion medför det en betydande reduktion av systemets totala dimensionering, vilket i sin tur ger upphov till avsevärda minskningar i både investeringskostnader och klimatpåverkan.

Kärnkraft har låga direkta utsläpp av CO₂e under drift och kan därmed inkluderas i ett fossilfritt elsystem. Som tidigare redovisats utgör kärnkraft en betydande andel av den befintliga elproduktionen inom elområde SE3. Simuleringsresultaten indikerar att även utan ytterligare utbyggnad av kärnkraftskapacitet, det vill säga genom att behålla befintliga anläggningar i drift, sker det en markant minskning i behovet av både nyinstallerad produktionskapacitet samt energilagring.

I scenariot med 100 % förnybar elproduktion, se figur 4.3, uppgår behovet av ny produktionskapacitet till totalt 91,9 GW, samtidigt som lagringskapaciteten uppgår till cirka 0,42 TWh. I det alternativa scenariot där den befintliga kärnkraften som ligger på cirka 5,51 GW inkluderas, se figur 4.13, minskar motsvarande värden till 34,4 GW respektive 0,14 TWh. Dessa resultat tydliggör den betydande påverkan som existerande kärnkraft har på dimensioneringen av det framtida elsystemet. Den reducerade systemstorleken medför direkta konsekvenser för både investeringskostnader och resursanvändning. Vid fulla prisantaganden för båda lagringsteknikerna blir den relativa minskningen i investeringskostnad cirka 63,8 % och den relativa minskningen i klimatpåverkan uppnår cirka 65,1 %. Dessa resultat matchar med den tidigare observationen av systemets dimensionering, där den totala installerade effekten minskar med cirka 62,5 % i jämförelse med ett helt förnybart elsystem.

På grund av de betydande skillnaderna i dimensionering som kärnkraften medför i elsystemet kan ett fossilfritt elsystem betraktas som en rimligare lösning i omställningen mot långsiktig hållbarhet. Som tidigare nämnt har elområde SE3 redan en negativ effektbalans, där den lokala konsumtionen överstiger produktionen. Genom endast utfasning av fossildriven elproduktion samt eliminering av importberoendet i SE3, blir omställningskostnaderna mer hanterbara jämfört med en direkt övergång till ett helt förnybart system. Samtidigt är det viktigt att komma ihåg att kärnkraften inte är helt hållbar på lång sikt. Det vanligaste kärnbränslet som används i reaktorerna är uran, ett ämne som i dagsläget inte bryts i Sverige, vilket starkt begränsar dess långsiktiga hållbarhet [54]. Sammanfattningsvis, med de ovanstående i åtanke bör ett fossilfritt elsystem inte ses som ett slutmål, utan snarare som ett steg på vägen. Det slutliga målet bör vara ett helt förnybart energisystem, baserat på sol, vind och vatten.

5.7 Påverkan av driftkostnader

Investeringskostnaden för solceller ligger på cirka 7,40 miljoner kr per installerad MW, med en ungefärlig underhålls- och driftkostnad på cirka 89 900 kr per installerad MW per år [17] och en livslängd på cirka 30 år [12], blir det totala priset för solceller, där produktion, installation och driftkostnader är inkluderade, cirka 10,1 miljoner kr per installerad MW. Det innebär att genom att inkludera underhållning- och driftkostnad ökar priset på solceller med cirka 36 %. Landbaserad vindkraft har en investeringskostnad på cirka 15,0 miljoner kr per installerad MW, med en livslängd på cirka 25 år och en underhållning och driftkostnad på cirka 354 000 kr per MW per år [55] ökar priset för vindkraft med cirka 8,85 miljoner kr per MW. Det är nästan 60 % ökning från investeringskostnaden. Med en sådan skarp prisökning för vindkraft, 60 % dyrare jämfört med 36 %, samt en kortare livslängd skulle det inte vara helt osannolikt om de mest pris effektiva scenarierna har andra förhållanden mellan sol och vind jämfört med vad resultatet visar i nuläget.

Att enbart analysera investeringskostnaden av elsystemet ger en mycket mer begränsad bild av den faktiska kostnaden för elsystemet på längre sikt. Som ovanstående beräkningar visar kan inkludering av driftkostnader, utan hänsyn till produktdegradering, drastiskt påverka priset på kraftverken. Detta kan i sin tur påverka fördelningen av produktion och lagringskapacitet i det nya elsystemet.

5.8 Analyser på andra geografiska områden och vidare forskning

Förutsättningarna för att konstruera ett helt självförsörjande område på förnybar el skiljer sig avsevärt mellan SE3 och de tre övriga svenska elområdena samt andra länder. För att sätta SE3 i rätt sammanhang är det nödvändigt att jämföra de strukturella skillnaderna i produktion, konsumtion och tillgängliga förnybara resurser. En ytterligare faktor som har en påverkan på större områden är energiförluster, då längre elledningar naturligt medför mer förluster.

I elområde SE1 och SE2, som täcker stora delar av Norrland, är elproduktionen både hög och flexibel till följd av tillgången till stora mängder planerbar vattenkraft. Mer än 80 % av Sveriges vattenkraftverk finns i Norrland, vilket innebär att det råder överskott på elproduktion i dessa områden. Vattenkraftens planerbarhet är en avgörande fördel i ett självförsörjande system, eftersom produktionen kan anpassas efter det aktuella elbehovet snarare än att vara helt väderberoende. År 2021 uppgick den förnybara produktionen i SE1 och SE2 till 215 % respektive 302 % av deras årliga konsumtion, vilket medför att ett helt förnyelsebart system inom dessa zonerna främst skulle behöva fokusera på att se till att den tillgängliga effekten kontinuerligt motsvarar effektbehovet [56].

SE3 är mer befolkningstätt än de norra elområdena och till skillnad från SE1 och SE2 finns det i nuläget ett stort underskott av förnybar elproduktion relativt till energikonsumtionen [56]. Detta beror till viss del på att SE3 saknar de storskaliga vattenkraftresurser som finns i Norrland. Bristen på planerbar förnybar energi innebär att i övergången till ett förnybart elsystem i detta elområde måste produktions och/eller lagringssystem byggas. Investeringen för att uppnå detta beräknades uppgå till över 2000 miljarder kr.

SE4 täcker Skåne och södra Sverige och delar SE3:s grundproblem med underskott på lokal förnybar produktion relativt till konsumtionen. År 2021 uppgick den förnybara produktionen till 34 % av konsumtionen, vilket är något högre än SE3:s 30 %, men innebär även det ett strukturellt underskott [56]. Det som skiljer SE4 från SE3 är dels dess högre solinstrålning men också dess bättre möjligheter till installationer av havsbaserad vindkraft. Kustnärligheten och de grundare havsområdena i Öresund och längs Skånes kuster ger SE4 en naturlig fördel för offshore installationer som SE3 inte har samma tillgång till. Detta innebär att ett förnybart elsystem som är optimerat enligt samma principer i SE3 kontra SE4 troligtvis skulle ge olika fördelningar mellan produktionstyperna och lagringsmetoderna.

Utöver jämförelsen mellan de svenska elområdena är det relevant att jämföra med hur ett större geografiskt område skulle nå självförsörjning på förnybar elektricitet. Ett naturligt område att avgränsa vidare analyser till skulle vara de skandinaviska länderna Danmark, Norge och Sverige. Dessa länder skulle ha möjlighet att dra nytta av vattenkraften i Norge och Sverige samt Danmarks vindkraft. Detta skulle ge ett mer diversifierat elsystem som är svårt att få i ett mindre område.

För ytterligare vidare undersökning är det av intresse att genomföra simuleringarna med en uppdaterad modell för vätgaslagringens lagringshastighet. I de genomförda simuleringarna har vätgasen en lagringshastighet på 10 % per timme ($C = 0,1$) vilket innebär att det tar tio timmar att fylla dessa lagren, under optimala förutsättningar. Vätgaslagren kan dock konfigureras med andra lagringshastigheter baserat på förhållandet mellan elektrolysörer och lagringsbehållare, då dessa komponenter har olika ekonomiska kostnader och miljöpåverkningar så är det av intresse att analysera hur olika konfigurationer av dessa presterar. Detta då lagringssystemets kostnad beror på förhållandet mellan elektrolysörer och lagringsbehållare.

6

Slutsatser

Denna studie visar att ett 100 % förnybart elsystem i SE3 är tekniskt genomförbart med dagens teknik. Samtliga lösningar medför dock betydande utmaningar kopplade till investeringskostnader, systembalans och målkonflikter mellan ekonomi och klimatpåverkan. Prioriteringar måste därmed utföras för att uppnå ett önskat utfall.

Resultaten visar tydligt att vindkraft utgör en stor andel av systemkonfigurationen relativt till solkraft i ett förnybart system för SE3, detta gäller oavsett om låg kostnad eller emissioner önskas. Bland de billigaste konfigurationerna som uppfyllde kraven så är den installerade vindkrafteffekten 87,5–91,9 GW och solkraftseffekten är 0,0–15,8 GW. Detta förklaras av vindkraftens mer jämna produktionsprofil över året, vilket minskar behovet av energilagring jämfört med ett solkraftsdominerat system. På lagringssidan visar resultaten att batterier är det ekonomiskt bättre alternativet medan vätgas är fördelaktigare ur ett klimatperspektiv. Den billigaste konfigurationen som identifierades består av 100 % vindkraft kombinerat med 100 % batterilagring och en total lagringskapacitet på 0,42 TWh, till en investeringskostnad på cirka 2010 miljarder kr.

Ur ett ekonomiskt perspektiv är investeringskostnaderna mycket höga. Den lägsta identifierade investeringskostnaden var 2010 miljarder kr, vilket motsvarar drygt 250 gånger den svenska energibudgeten år 2026. Även vid halvering av priserna av både batteri- och vätgaslagring så kvarstår en investeringskostnad på cirka 1680 miljarder kr, vilket visar på att produktionskostnaderna är en stor kostnadsdrivare i en övergång till ett förnybart elsystem. Sammantaget visar detta att en omställning till ett helt förnybart elsystem i SE3 inom en kortsiktig tidsram kräver en kraftig omfördelning av statliga resurser och betydande privata investeringar.

En central slutsats i studien är den tydliga målkonflikten mellan att minimera investeringskostnaden och att minimera klimatpåverkan vid konstruktionen av elsystemet. De kostnadsminimerade lösningarna har utsläpp i spannet 136–155 Mton CO_{2e}, medan de utsläppsminimerande konfigurationerna har utsläpp på 70,9–74,6 Mton CO_{2e}. Den konfiguration med minst utsläpp har en kostnad på cirka 3440 miljarder kr. Skillnaden i klimatpåverkan mellan dessa två extrema konfigurationer är mer än det dubbla, vilket innebär att valet av systemkonfiguration i hög grad beror på vilka prioriteringar som görs. Mer balanserade lösningar finns även mellan dessa extremer som kan nyttjas beroende på vad som söks.

Känslighetsanalysen visar att prisutvecklingen på energilagringssystemen kan ha en stor påverkan på systemets utformning, om en lösning med lägre kostnad specifikt söks. En halvering av vätagaslagringens pris förändrar inte bara den totala investeringskostnaden utan också vilken fördelning mellan batterier och vätagas som bör användas för att nå de lägsta kostnaderna. Detta indikerar att vätagaslagring har potential för att i framtiden bli mer konkurrenskraftig mot batterier.

Genom att bibehålla befintlig kärnkraftproduktion, utan ytterligare utbyggnad, minskas behovet av ny installerad produktionskapacitet i det kostnadsminimerade konfigurationerna från 91,9 till 34,4 GW, och lagringsbehovet minskar från 0,42 till 0,14 TWh. Detta resulterar i en minskning av investeringskostnaden med cirka 63,8% och klimatpåverkan med cirka 65,1%. Ett fossilfritt elsystem, där kärnkraft bibehålls som ett komplement till förnybara källor, framstår därmed som ett praktiskt och mer genomförbart mellansteg i omställningen. Kärnkraft är dock inte förnybar och om målet är ett helt förnybart elsystem så kan detta därför endast ses som ett mellansteg.

Det faktum att den första optimeringsmetoden inte genererade några tekniskt giltiga lösningar vid de givna kraven på noll energiunderskott är i sig ett betydelsefullt resultat. Det visar på svårigheterna i att uppnå fullständig energiförsörjning med så hög grad av oplanerbara energikällor. Detta utan möjlighet för import från angränsande områden.

Sammanfattningsvis visar denna studie på att omställningen till ett helt förnybart elsystem i SE3 är tekniskt möjlig men är en ekonomiskt och praktiskt utmanande uppgift givet dagens förutsättningar. Vindkraft och batterilagring utgör de mest kostnadseffektiva komponenterna i ett sådant system medans vätagaslagringen är relevant ur en miljöaspekt. Den tydliga målkonflikten mellan kostnad och klimatpåverkan innebär att det inte finns en universellt bästa lösning, utan att systemets utformning måste anpassas efter samhällets prioriteringar. Bibehållen kärnkraft kan utgöra ett viktigt och kostnadseffektivt mellansteg, även om det långsiktiga målet kring förnybar energisjälvförsörjning kvarstår.

Referenser

- [1] Encyclopædia Britannica, *Renewable Energy, Conceptual Image. Photograph*, Hämtad: 8 maj, 2026. [Bild]. https://quest-eb-com.eu1.proxy.openathens.net/images/132_9082024.
- [2] Regeringskansliet. "Regeringens klimatpolitik." 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.regeringen.se/regeringens-politik/regeringens-klimat-politik/> (hämtad: 2026-03-10).
- [3] Svenska Kraftnät. "Elstatistik." 2026, [Online]. Tillgänglig: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik/> (hämtad: 2026-03-10).
- [4] eSett. "Production." 2026, [Online]. Tillgänglig: <https://opendata.esett.com/production> (hämtad: 2026-04-27).
- [5] Ellevio Energy Solutions AB. "Ellevio | Ellevio miljardsatsar på snabbväxande marknad för energilager." 2024, [Online]. Tillgänglig: <https://www.ellevio.se/nyheter/pressmeddelanden/ellevio-miljardsatsar-pa-snabbvaxande-marknad-for-energilager/> (hämtad: 2026-05-05).
- [6] Ellevio Energy Solutions AB. "Ellevio | 200 MW i olika batteriprojekt och nya spännande kundsarbeten." 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://www.ellevio.se/nyheter/nyheter/200-mw-i-olika-batteriprojekt-och-nya-spannande-kundsarbeten/> (hämtad: 2026-05-05).
- [7] Vattenfall AB. "Nu levereras Vattenfalls tredje batterienergilagringssystem i Sverige - Vattenfall." 2024, [Online]. Tillgänglig: <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/nyheter/2024/nu-levereras-vattenfalls-tredje-batterienergilagringssystem-i-sverige> (hämtad: 2026-05-05).
- [8] eSett. "Consumption." 2026, [Online]. Tillgänglig: <https://opendata.esett.com/consumption> (hämtad: 2026-05-05).
- [9] A. Wahlström. "Förnybar och fossilfri energi – vad är skillnaden?," *Vattenfall AB* [Online]. 2025. Tillgänglig: <https://www.vattenfall.se/fokus/hallbarhet/for-nybar-eller-fossilfri-energi/> (hämtad: 2026-05-05).
- [10] Stockholms stad, Miljöbarometern. "Solinstrålning." 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://miljobarometern.stockholm.se/klimat/klimat-och-vaderstatistik/solinstralning/?utm> (hämtad: 2026-02-20).
- [11] Weather and Climate. "Average Monthly Sunshine in Gothenburg, Sweden." 2026, [Online]. Tillgänglig: <https://weather-and-climate.com/average-monthly-hours-sunshine,goteborg,sweden> (hämtad: 2026-02-20).
- [12] International Energy Agency. "Environmental Life Cycle Assessment of Electricity from PV Systems." 2022, [Online]. Tillgänglig: <https://iea-pvps.org>

- /fact-sheets/fact-sheet-environmental-life-cycle-assessment-of-electricity-from-pv-systems-2022-update/ (hämtad: 2026-03-24).
- [13] J. F. Geisz m. fl., “Six-junction III–V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration,” *Nature Energy*, vol. 5, nr 4, s. 326–335, Apr. 2020. DOI: 10.1038/s41560-020-0598-5.
- [14] U.S. Department of Energy. “Crystalline Silicon Photovoltaics Research,” [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/cmei/systems/crystalline-silicon-photovoltaics-research> (hämtad: 2026-04-02).
- [15] T. Fülöp, *Miljöfysik: Kompendium*, Kurskompendium, Subatomär, högenergi och plasmafysik, Chalmers Tekniska Högskola, 2025.
- [16] G. L. Araújo och A. Martí, “Absolute limiting efficiencies for photovoltaic energy conversion,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 33, nr 2, s. 213–240, Feb. 2003. DOI: 10.1016/0927-0248(94)90209-7.
- [17] J. Lindahl, D. Lingfors, Å. Elmquist och I. Mignon, “Economic analysis of the early market of centralized photovoltaic parks in Sweden,” *Renewable Energy*, vol. 185, s. 1192–1208, Jan. 2022. DOI: 10.1016/j.renene.2021.12.081.
- [18] B. L. Smith, A. Sekar, H. Mireletz, G. Heath och R. Margolis, “An Updated Life Cycle Assessment of Utility-Scale Solar Photovoltaic Systems Installed in the United States,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), NREL/TP-7A40-87372, 2024, [Online]. Tillgänglig: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/87372.pdf> (hämtad: 2026-03-17).
- [19] F. Hedenus, N. Jakobsson, L. Reichenberg och N. Mattsson, “Historical wind deployment and implications for energy system models,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 168, s. 112813, Aug. 2022, [Online]. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112813.
- [20] Business Norway. “Wind turbines and energy production.” 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://businessnorway.com/articles/wind-turbines-and-energy-production> (hämtad: 2026-03-23).
- [21] International Energy Agency, “Projected Costs of Generating Electricity 2020,” International Energy Agency, 2020, [Online]. Tillgänglig: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (hämtad: 2026-03-23).
- [22] Svensk Vindenergi. “Vindkraften försörjer samhället med billig grön el.” 2025, [Online]. Tillgänglig: https://svenskvindenergi.org/fakta/vindkraften-forser-samhallet-med-billig-gron-el?utm_source (hämtad: 2026-03-05).
- [23] U. Das och C. Nandi, “Life cycle assessment of wind farm: A review on current status and future knowledge,” *Energy and Climate Change*, vol. 6, s. 100206, 2025. DOI: 10.1016/j.egycc.2025.100206.
- [24] “Wind Energy – Technology Brief.” International Energy Agency, 2024, [Online]. Tillgänglig: https://iea.blob.core.windows.net/assets/0a0f186b-c087-4910-a3d1-7a17284bc7dc/Wind_Brochure.pdf (hämtad: 2026-03-24).
- [25] O. M. Aguado och P. Garrett, “Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Onshore V163-4.5 MW Wind Plant,” Vestas Wind Systems A/S, 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://www.vestas.com/content/dam/vestas-com/global/en/sustainability/environment/Life%5C%20Cycle%5C%20Asses>

- sment%5C%20of%5C%20electricity%5C%20production%5C%20from%5C%20an%5C%20onshore%5C%20V163-4.5MW%5C%20wind%5C%20plant.pdf.coredownload.inline.pdf (hämtad: 2026-03-15).
- [26] L. Allekotte och P. Garrett, "Life Cycle Assessment of Electricity Production from an Offshore V236-15 MW Wind Plant," Vestas Wind Systems A/S, 2024. [Online]. Tillgänglig: <https://www.vestas.com/content/dam/vestas-com/global/en/sustainability/environment/LCA%5C%20of%5C%20Electricity%5C%20Production%5C%20from%5C%20an%5C%20offshore%5C%20V236-15MW.pdf.coredownload.inline.pdf> (hämtad: 2026-03-15).
- [27] "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series – Hydropower," International Renewable Energy Agency, 2012, [Online]. Tillgänglig: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2012/RE_Technologies_Cost_Analysis-HYDROPOWER.pdf (hämtad: 2026-03-23).
- [28] "Hydrogen Production: Electrolysis." U.S. Department of Energy, [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis> (hämtad: 2026-02-18).
- [29] M. Younas, S. Shafique, A. Hafeez, F. Javed och F. Rehman, "An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges," *Fuel*, vol. 316, s. 123 317, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123317>.
- [30] S. Shiva Kumar och H. Lim, "An overview of water electrolysis technologies for green hydrogen production," *Energy Reports*, vol. 8, s. 13 793–13 813, 2022, ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.127>.
- [31] European Hydrogen Observatory, "Electrolyser Cost," 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/electrolyser-cost> (hämtad: 2026-04-28).
- [32] X. Wei m. fl., "Comparative life cycle analysis of electrolyzer technologies for hydrogen production: Manufacturing and operations," *Joule*, vol. 8, nr 12, s. 3347–3372, 2024. DOI: [10.1016/j.joule.2024.09.007](https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.007).
- [33] A. S. Mekonnin, K. Waclawiak, M. Humayun, S. Zhang och H. Ullah, "Hydrogen Storage Technology, and Its Challenges: A Review," *Catalysts*, vol. 15, nr 3, s. 260, 2025. DOI: <https://doi.org/10.3390/catal15030260>.
- [34] P. Adams, A. Andersson och J. Gehandler, "Studie: Vätgas kompositbehållare, aggregat och CE-märkning," RISE Research Institutes of Sweden AB, 2023. [Online]. Tillgänglig: <https://rib.msb.se/Filer/pdf/30590.pdf>.
- [35] "Hydrogen Storage Cost and Performance Status," U.S. Department of Energy, 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/24006-onboard-storage-cost-performance-status.pdf> (hämtad: 2026-04-28).
- [36] L. Ye och L. Lu, "Environmental and economic evaluation of the high-pressured and cryogenic vessels for hydrogen storage on the sedan," *International Journal of Low-Carbon Technologies*, vol. 18, s. 144–149, mars 2023. DOI: [10.1093/ijlct/ctac126](https://doi.org/10.1093/ijlct/ctac126).
- [37] U.S. Department of Energy. "Fuel Cell Basics," [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cell-basics> (hämtad: 2026-02-26).

-
- [38] H. Sethia och A. Priyam, "Review on hydrogen fuel cells as an alternative fuel," *Next Energy*, vol. 9, s. 100460, okt. 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.nxener.2025.100460>.
- [39] Y. Xiong m. fl., "Cradle-to-gate GHG emissions and decarbonization potentials of minivan-equipped hydrogen fuel cell system," *Resources, Conservation and Recycling*, vol. 212, s. 107877, jan. 2025. DOI: [10.1016/j.resconrec.2024.107877](https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2024.107877).
- [40] Battery University. "BU-204: How do Lithium Batteries Work?" 2022, [Online]. Tillgänglig: <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-204-how-do-lithium-batteries-work/> (hämtad: 2026-03-24).
- [41] Battery University, *BU-808c: Coulombic and Energy Efficiency with the Battery*, 2021, [Online]. Tillgänglig: <https://www.batteryuniversity.com/article/bu-808c-coulombic-and-energy-efficiency-with-the-battery/> (hämtad: 2026-02-18).
- [42] BloombergNEF. "Lithium-Ion Battery Pack Prices Fall to \$108 Per Kilowatt-Hour, Despite Rising Metal Prices." 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://about.bnef.com/insights/clean-transport/lithium-ion-battery-pack-prices-fall-to-108-per-kilowatt-hour-despite-rising-metal-prices-bloombergnef/> (hämtad: 2027-04-05).
- [43] A. Colthorpe. "Battery storage system prices continue to fall sharply, BNEF and Ember reports find," *Energy-Storage.news*, 2025, [Online]. Tillgänglig: <https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find/> (hämtad: 2026-04-06).
- [44] CNTE Power. "Battery Storage Price per kWh 2026: Full-Scenario Cost Analysis & Forecast," *Contemporary Nebula Technology Energy Co., Ltd.* 2026, [Online]. Tillgänglig: <https://en.cntepower.com/battery-storage-price-per-kwh-2026-full%E2%80%91scenario-cost-analysis-forecast/> (hämtad: 2026-04-06).
- [45] A. Parlikar, T. Schmid, J. Kallo och M. Fichtner, "Life Cycle Assessment of a Lithium Iron Phosphate (LFP) Battery Energy Storage System for Stationary Applications," *Technical University of Munich (TUM), Research Report*, 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1639601/document.t.pdf> (hämtad: 2026-04-15).
- [46] G. Mavrotas, "Effective implementation of the -constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems," *Applied Mathematics and Computation*, vol. 213, nr 2, s. 455–465, 2009, ISSN: 0096-3003. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.amc.2009.03.037>.
- [47] Y. Alaouchiche, Y. Ouazene och F. Yalaoui, "Multi-Objective Optimization of Energy-Efficient Buffer Allocation Problem for Non-Homogeneous Unreliable Production Lines," *IEEE Access*, vol. 10, s. 3320–3335, 2022. DOI: [10.1109/ACCESS.2021.3139954](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3139954).
- [48] D. Trivedi, N. Jain, U. Agarwal och M. Kumawat, "Optimal reliability planning of radial distribution network considering hourly energy availability with renewables integration," i *2025 11th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2025, s. 1–6. DOI: [10.1109/ICPS67276.2025.11364777](https://doi.org/10.1109/ICPS67276.2025.11364777).

-
- [49] ENTSO-E, “European Resource Adequacy Assessment (ERAA) 2023 Edition – Annex 5: Definitions and Glossary,” European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2023, [Online]. Tillgänglig: https://www.entsoe.eu/eraa/2023/report/ERAA_2023_Annex_5_Definitions_and_Glossary.pdf (hämtad: 2026-03-08).
- [50] ENTSO-E, “Proposal for Cross-Border Participation in Capacity Mechanisms for Public Consultation,” European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), 31 jan. 2020, [Online]. Tillgänglig: https://consultations.entsoe.eu/markets/proposal-for-cross-border-participation-in-capacity/supporting_documents/ENTSOE%20Proposal%20for%20crossborder%20participation%20in%20capacity%20mechanisms%20%20for%20public%20consultation.pdf (hämtad: 2026-03-07).
- [51] M. Laimon, “Renewable energy curtailment: a problem or an opportunity?” *Results in Engineering*, vol. 26, s. 104925, 2025, ISSN: 2590-1230. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.104925>.
- [52] Regeringen, “Regeringens proposition 2025/26:1,” Regeringskansliet, Stockholm, Proposition Prop. 2025/26:1, 2025, [Online]. Tillgänglig: https://www.regeringen.se/contentassets/3416d1df56ae4fcaacf03ecd8ed81ab1/budgetpropositionen-for-2026-prop.-2025261-hela-dokumentet_.pdf (hämtad: 2026-04-21).
- [53] Naturvårdsverket. “Sveriges utsläpp och upptag av växthusgaser.” 2024, [Online]. Tillgänglig: <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/sveriges-utslapp-och-upptag-av-vaxthusgaser/> (hämtad: 2026-04-28).
- [54] Strålsäkerhetsmyndigheten. “Kärnbränsle.” 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/sa-fungera-r-ett-karnkraftverk/karnbransle/> (hämtad: 2026-04-28).
- [55] International Renewable Energy Agency, “Renewable power generation costs in 2022,” International Renewable Energy Agency, 2023, [Online]. Tillgänglig: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Aug/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2022.pdf?rev=ccb713bf8294cc5bec3f870e1fa15c2&utm_source (hämtad: 2026-04-29).
- [56] Energimyndigheten. “Andel förnybar elproduktion och utsläppsintensitet per elområde 2021.” 2023, [Online]. Tillgänglig: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2023/andel-fornybar-elproduktion-och-utslappsintensitet-per-elomrade-2021/> (hämtad: 2026-04-29).

A

Bilagor

Tabell A.1: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat batteripris och vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,0	2007,59	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,0	2019,39	150,872
3	10	100	10,0	89,7	0,42	0,0	2049,20	152,704
4	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	2051,06	145,619
5	5	95	4,7	89,8	0,40	0,02	2063,53	146,675
6	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	2079,44	140,771
7	5	90	4,6	87,9	0,38	0,04	2086,56	141,595
8	15	100	15,8	89,8	0,42	0,00	2094,05	155,235
9	10	95	9,9	89,3	0,40	0,02	2094,32	148,545
10	0	85	0,0	87,5	0,36	0,06	2099,61	135,584

Tabell A.2: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat batteripris och vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	3442,95	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3896,45	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	3465,44	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	3040,33	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3924,37	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	3069,12	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	3059,56	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	3326,35	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	3499,09	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2952,65	74,569

Tabell A.3: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	2007,59	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	2019,39	150,872
3	5	80	4,3	82,2	0,34	0,08	2019,79	130,217
4	0	80	0,0	84,4	0,34	0,08	2027,74	130,053
5	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	2030,12	145,619
6	0	75	0,0	83,2	0,31	0,10	2034,34	125,170
7	5	75	4,3	81,1	0,31	0,10	2034,43	125,661
8	0	85	0,0	87,5	0,36	0,06	2036,78	135,584
9	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	2037,55	140,771
10	5	85	4,5	85,5	0,36	0,06	2039,39	136,205

Tabell A.4: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2884,51	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3198,40	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2907,00	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2621,50	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3226,33	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2650,30	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2640,73	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2795,83	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2940,66	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2554,76	74,569

Tabell A.5: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat batteripris och 50 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	75	0,0	83,2	0,31	0,10	1929,63	125,170
2	5	75	4,3	81,1	0,31	0,10	1929,72	125,661
3	5	70	4,2	80,7	0,29	0,13	1934,64	121,576
4	5	80	4,3	82,2	0,34	0,08	1936,02	130,217
5	0	70	0,0	83,3	0,29	0,13	1940,02	121,314
6	5	65	4,2	80,7	0,27	0,15	1943,98	117,675
7	0	80	0,0	84,8	0,34	0,08	1950,41	130,053
8	0	65	0,0	83,2	0,27	0,15	1954,37	117,457
9	5	60	4,2	80,7	0,25	0,17	1954,37	113,818
10	0	60	0,0	83,2	0,25	0,17	1960,80	113,601

Tabell A.6: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat batteripris och 50 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2326,07	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	2500,36	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2348,57	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2202,67	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	2528,28	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2231,47	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2221,90	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2267,32	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2382,22	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2156,88	74,569

Tabell A.7: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkt batteripris och oförändrat vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	1850,13	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	1861,94	150,872
3	10	100	10,0	89,7	0,42	0,00	1891,75	152,704
4	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	1901,48	145,619
5	5	95	4,7	89,8	0,40	0,02	1913,95	156,675
6	15	100	15,8	89,8	0,42	0,00	1936,60	155,235
7	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	1937,73	140,771
8	10	95	9,9	89,3	0,40	0,02	1944,74	148,545
9	5	90	4,6	87,9	0,38	0,04	1944,86	141,595
10	0	100	0,0	88,0	0,56	0,00	1950,34	178,370

Tabell A.8: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkt batteripris och oförändrat vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	3442,95	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3896,45	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	3465,44	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	3040,33	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3924,37	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	3069,12	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	3059,56	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	3315,85	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	3499,09	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2944,78	74,569

Tabell A.9: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkning av både batteripriset och vätgaslagringspriset

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	1850,13	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	1861,94	150,872
3	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	1880,54	145,619
4	10	100	10,0	89,7	0,42	0,00	1891,75	152,704
5	5	95	4,7	89,8	0,40	0,02	1893,01	146,675
6	5	80	4,3	82,2	0,34	0,08	1893,82	130,217
7	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	1895,85	140,771
8	0	80	0,0	84,8	0,34	0,08	1901,78	130,053
9	0	85	0,0	87,5	0,36	0,06	1902,95	135,584
10	5	90	4,6	87,9	0,38	0,04	1902,97	141,595

Tabell A.10: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkning av både batteripriset och vätgaslagringspriset

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2882,51	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3198,40	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2907,00	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2621,50	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3226,33	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2650,30	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2640,73	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2785,33	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2940,66	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2546,89	74,569

Tabell A.11: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkt batteripris och 50 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	5	80	4,3	82,2	0,34	0,08	1810,06	130,217
2	0	75	0,0	83,2	0,31	0,10	1811,54	125,170
3	5	75	4,3	81,1	0,31	0,10	1811,63	125,661
4	0	80	0,0	84,8	0,34	0,08	1818,02	130,053
5	5	70	4,2	80,7	0,29	0,13	1824,42	121,576
6	0	70	0,0	83,2	0,29	0,13	1829,80	121,314
7	0	85	0,0	87,5	0,36	0,06	1840,12	135,584
8	5	65	4,2	80,7	0,27	0,15	1841,63	117,675
9	5	85	4,5	85,5	0,36	0,06	1842,73	136,205
10	10	80	9,1	82,1	0,34	0,08	1845,10	132,218

Tabell A.12: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkt batteripris och 50 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2326,07	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	2500,36	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2348,57	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2202,67	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	2528,28	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2231,47	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2221,90	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2254,82	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2382,22	74,245
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2149,00	74,569

Tabell A.13: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 50 % sänkt batteripris och oförändrat vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	1692,68	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	1704,49	150,872
3	10	100	10,0	89,7	0,42	0,00	1734,30	152,704
4	0	100	0,0	88,0	0,56	0,00	1740,40	178,370
5	5	100	4,6	86,5	0,56	0,00	1751,22	179,338
6	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	1751,90	145,619
7	5	95	4,7	89,8	0,40	0,02	1764,37	146,675
8	10	100	9,5	85,8	0,56	0,00	1777,70	181,005
9	15	100	15,8	89,8	0,42	0,00	1779,14	155,235
10	10	95	9,9	89,3	0,40	0,02	1795,15	148,545

Tabell A.14: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 50 % sänkt batteripris och oförändrat vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	3442,95	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3896,45	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	3465,44	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	3040,33	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3924,37	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	3069,12	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	3059,56	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	3305,35	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	3499,09	74,254
10	0	5	0,0	80,6	0,02	0,40	2936,90	74,569

Tabell A.15: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 50 % sänkt batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	1692,68	149,840
2	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	1704,49	150,872
3	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	1730,96	145,619
4	10	100	10,0	89,7	0,42	0,00	1734,30	152,704
5	0	100	0,0	88,0	0,56	0,00	1740,40	178,370
6	5	95	4,7	89,8	0,40	0,02	1743,42	146,675
7	5	100	4,6	86,5	0,56	0,00	1751,22	179,338
8	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	1754,14	140,771
9	5	90	4,6	87,9	0,38	0,04	1761,26	141,595
10	5	100	4,3	82,2	0,34	0,08	1767,83	130,217

Tabell A.16: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 50 % sänkt batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2884,51	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	3198,409	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2907,00	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2621,50	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	3226,33	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2650,30	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2640,73	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2774,84	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2940,66	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2539,02	74,569

Tabell A.17: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 50 % sänkt batteripris och vätgaslagringspris

#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	5	80	4,3	82,2	0,34	0,08	1684,10	130,217
2	0	80	0,0	84,8	0,34	0,08	1692,05	130,053
3	0	100	0,0	91,9	0,42	0,00	1692,68	149,840
4	0	75	0,0	83,2	0,31	0,10	1693,45	125,170
5	5	75	4,3	81,1	0,31	0,10	1693,54	125,661
6	5	100	4,8	90,3	0,42	0,00	1704,49	150,872
7	0	85	0,0	87,5	0,36	0,06	1706,29	135,584
8	5	85	4,5	85,5	0,36	0,06	1708,90	136,205
9	0	95	0,0	91,3	0,40	0,02	1710,02	145,619
10	0	90	0,0	89,7	0,38	0,04	1712,25	140,771

Tabell A.18: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 50 % sänkt batteripris och vätgaslagringspris

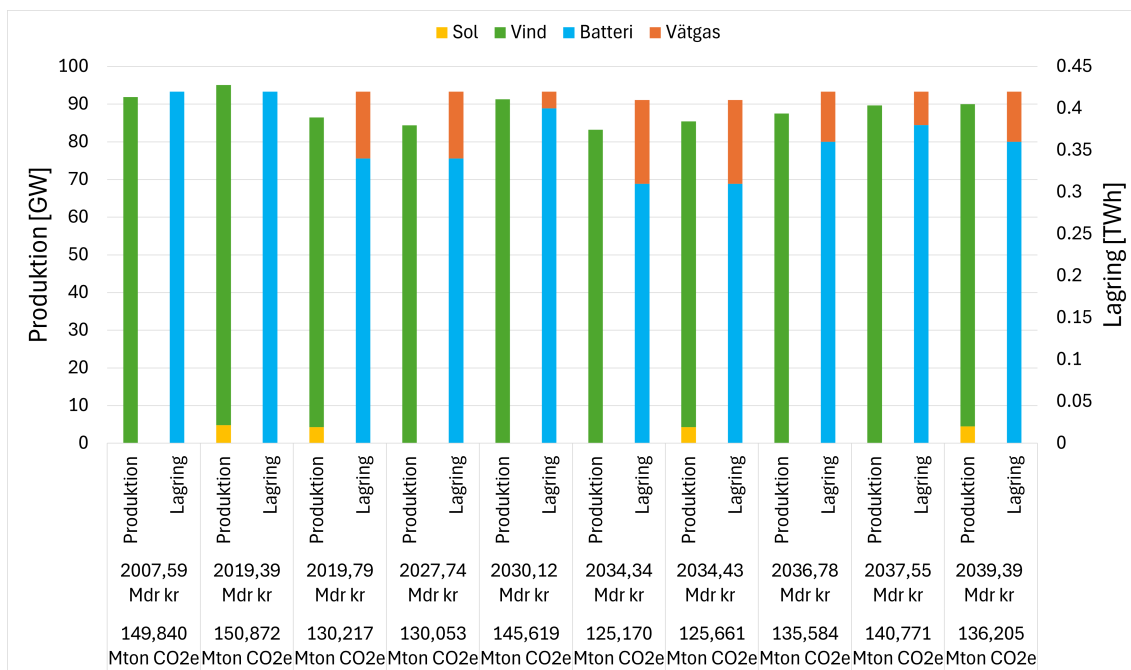
#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	80,6	0,00	0,56	2326,07	70,911
2	0	0	0,0	73,6	0,00	0,70	2500,36	71,753
3	5	0	4,2	80,0	0,00	0,56	2348,57	72,325
4	5	0	4,7	88,7	0,00	0,42	2202,67	72,713
5	5	0	3,9	73,6	0,00	0,70	2528,28	73,353
6	0	0	0,0	92,9	0,00	0,42	2231,47	73,374
7	10	0	9,7	87,5	0,00	0,42	2221,90	74,087
8	0	5	0,0	77,5	0,03	0,53	2244,32	74,109
9	10	0	8,9	80,0	0,00	0,56	2382,22	74,254
10	0	5	0,0	88,6	0,02	0,40	2141,13	74,569

Tabell A.19: Specifikationer för de tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat pris och fortsatt kärnkraft

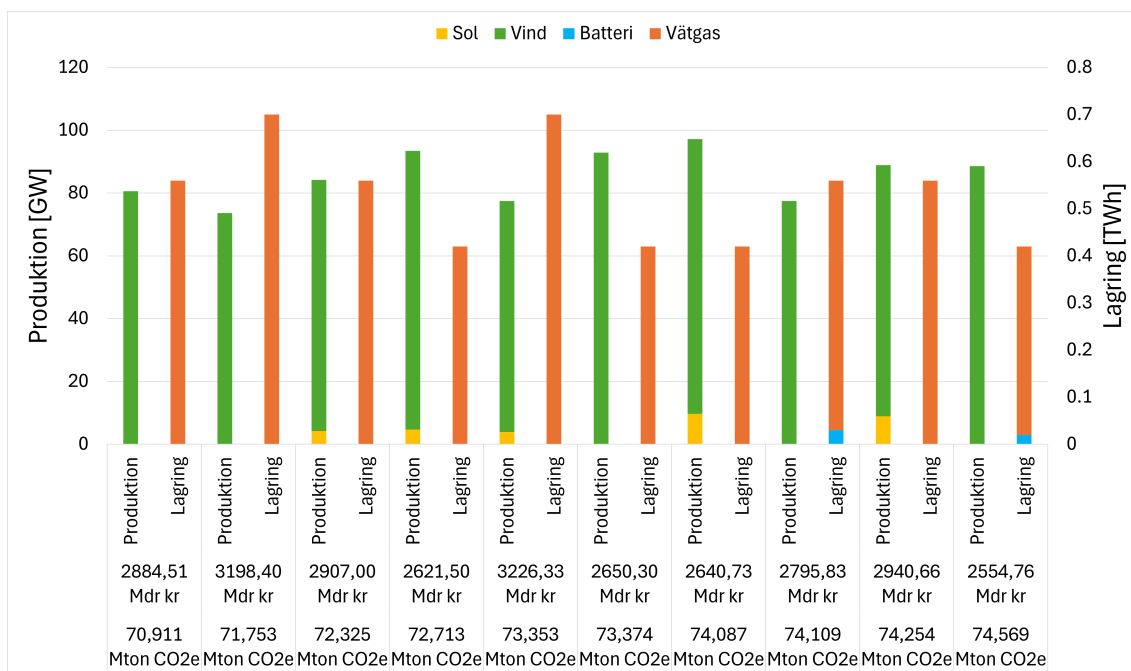
#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	100	0,0	34,4	0,14	0,00	726,21	52,311
2	5	100	1,8	34,3	0,14	0,00	738,45	53,025
3	0	95	0,0	34,3	0,13	0,01	741,33	50,930
4	10	100	3,8	34,0	0,14	0,00	747,83	53,639
5	5	95	1,8	34,1	0,13	0,01	752,42	51,595
6	0	90	0,0	33,9	0,13	0,01	752,78	49,397
7	15	100	5,9	33,7	0,14	0,00	758,78	54,339
8	10	95	3,7	33,7	0,13	0,01	760,50	52,152
9	0	85	0,0	33,6	0,12	0,02	765,63	47,921
10	5	90	1,8	33,9	0,13	0,01	766,30	50,161

Tabell A.20: Specifikationer för de tio konfigurationer med lägst emissioner vid oförändrat pris och fortsatt kärnkraft

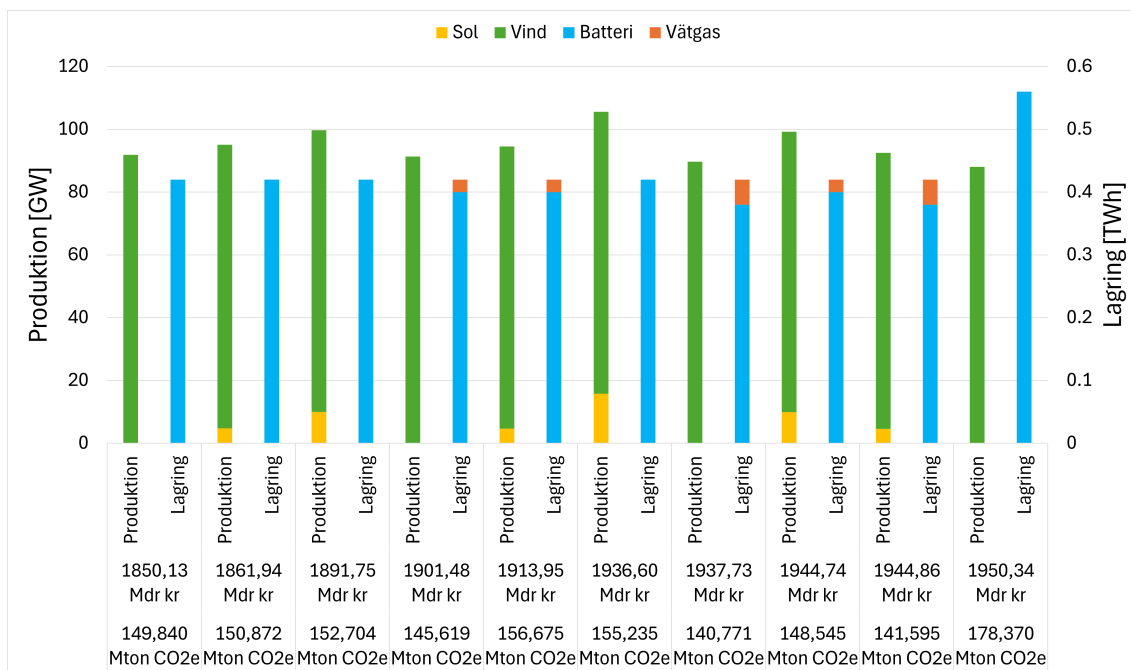
#	Sol [%]	Batteri [%]	Sol [GW]	Vind [GW]	Batteri [TWh]	H ₂ [TWh]	Kostnad [Mdr kr]	Emissioner [Mton CO ₂ e]
1	0	0	0,0	35,1	0,00	0,14	1084,56	27,009
2	0	5	0,0	34,2	0,01	0,13	1054,29	27,762
3	5	0	1,8	35,1	0,00	0,14	1097,95	27,775
4	5	5	1,8	34,2	0,01	0,13	1067,31	28,507
5	0	0	0,0	29,3	0,00	0,28	1556,00	28,594
6	10	0	3,9	35,0	0,00	0,14	1112,81	28,625
7	0	10	0,0	33,7	0,01	0,13	1029,74	28,752
8	5	0	1,5	29,3	0,00	0,28	1567,22	29,235
9	10	5	3,8	34,2	0,01	0,13	1081,76	29,334
10	5	10	1,8	33,7	0,01	0,13	1042,59	29,487



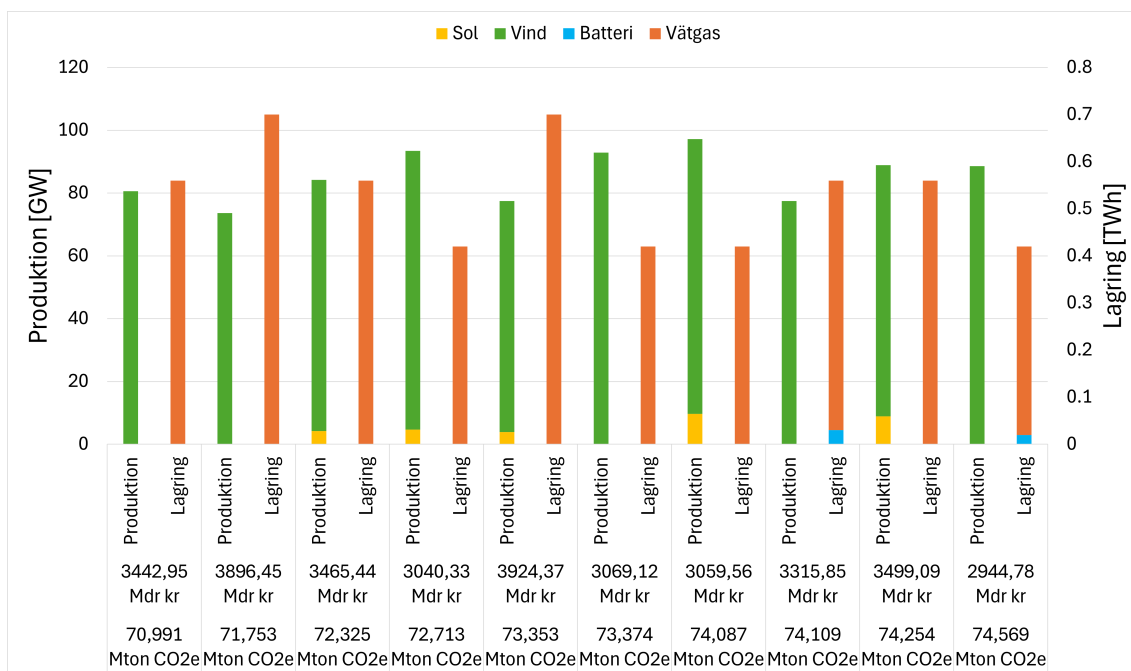
Figur A.1: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid oförändrat batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris



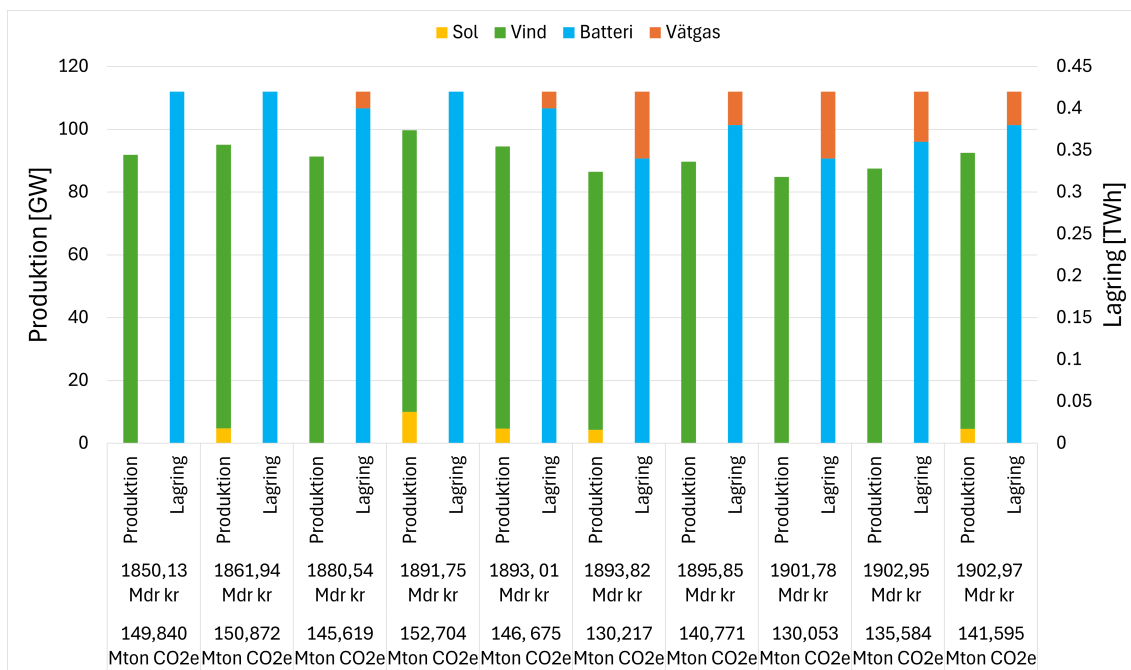
Figur A.2: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid oförändrat batteripris och 25 % sänkt vätgaslagringspris



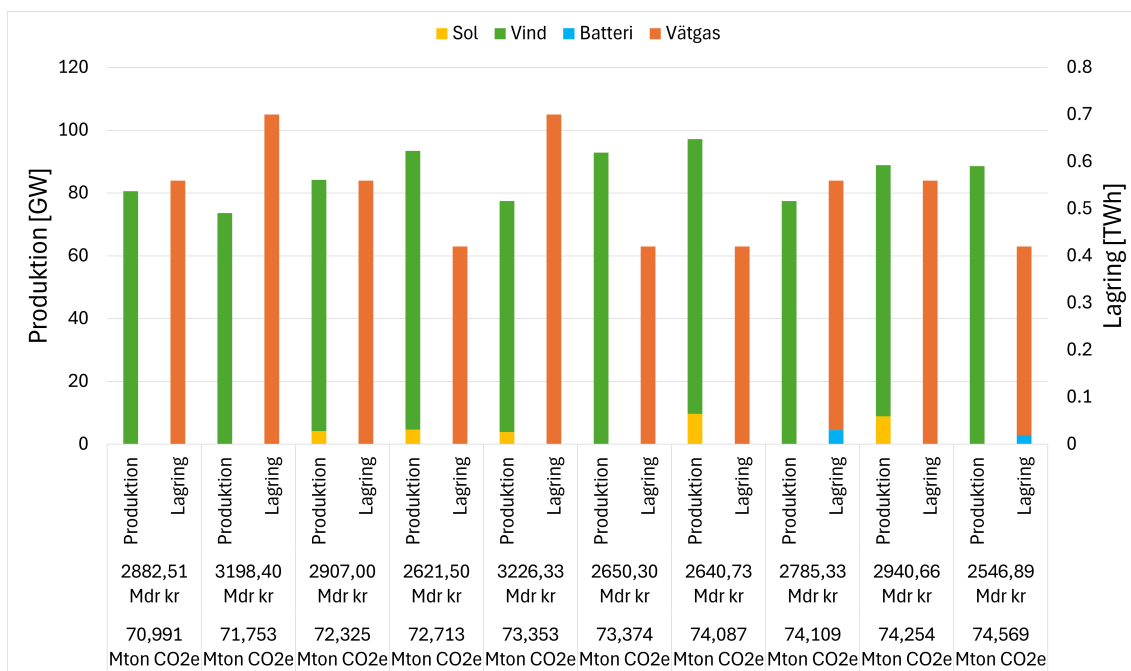
Figur A.3: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkning av batteripriset och oförändrat vätgaslagringspris



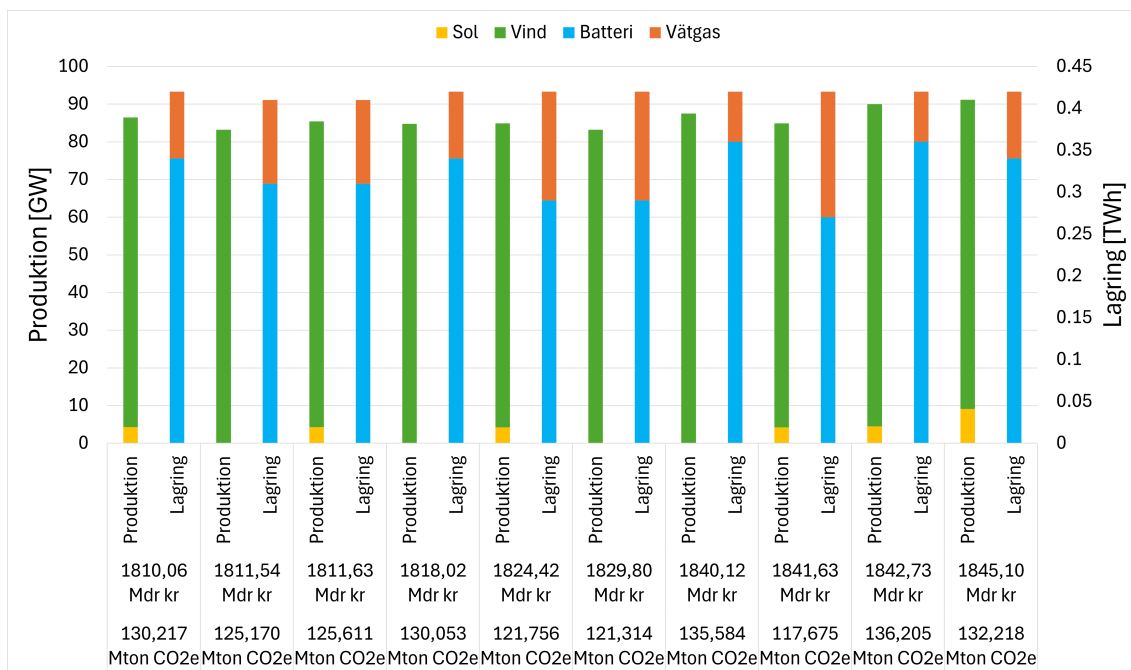
Figur A.4: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkning av batteripriset och oförändrat vätgaslagringspris



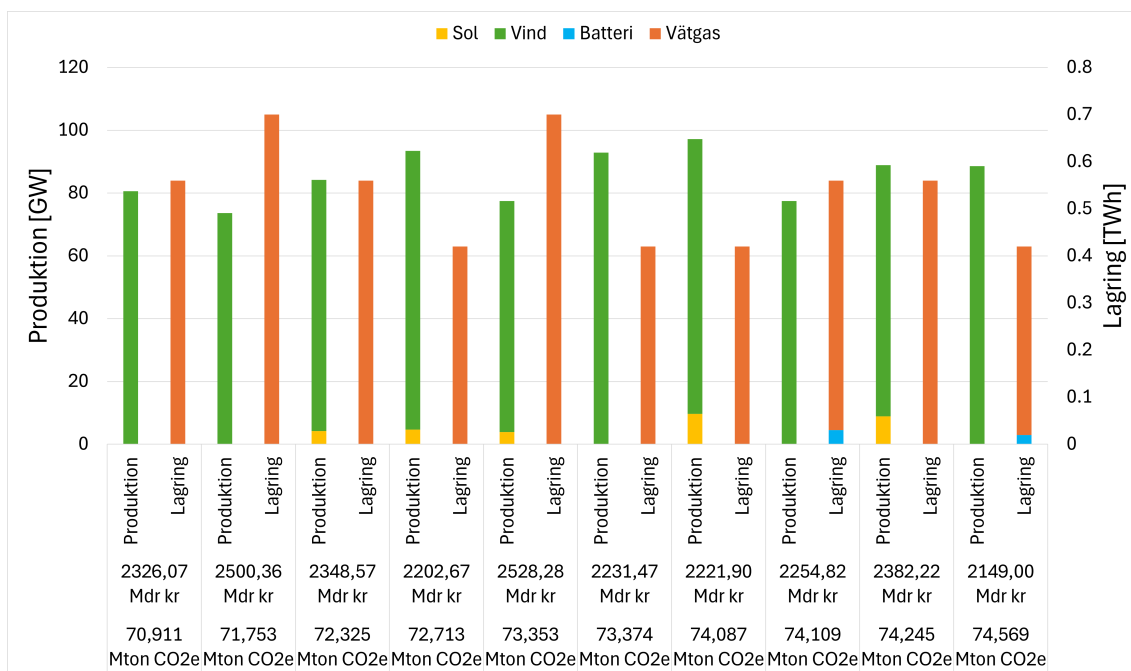
Figur A.5: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkning av både batteripris och vätgaslagringspris



Figur A.6: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkning av både batteripris och vätgaslagringspris

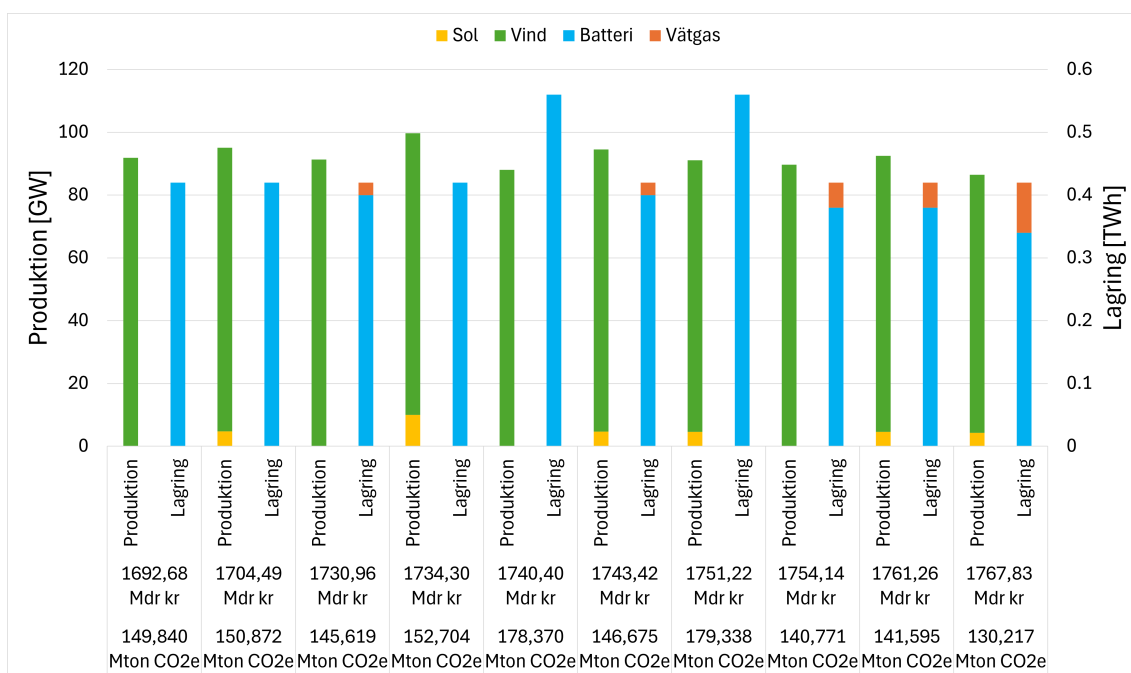


Figur A.7: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 25 % sänkning av batteripriset och 50 % sänkt vätgaslagringspris

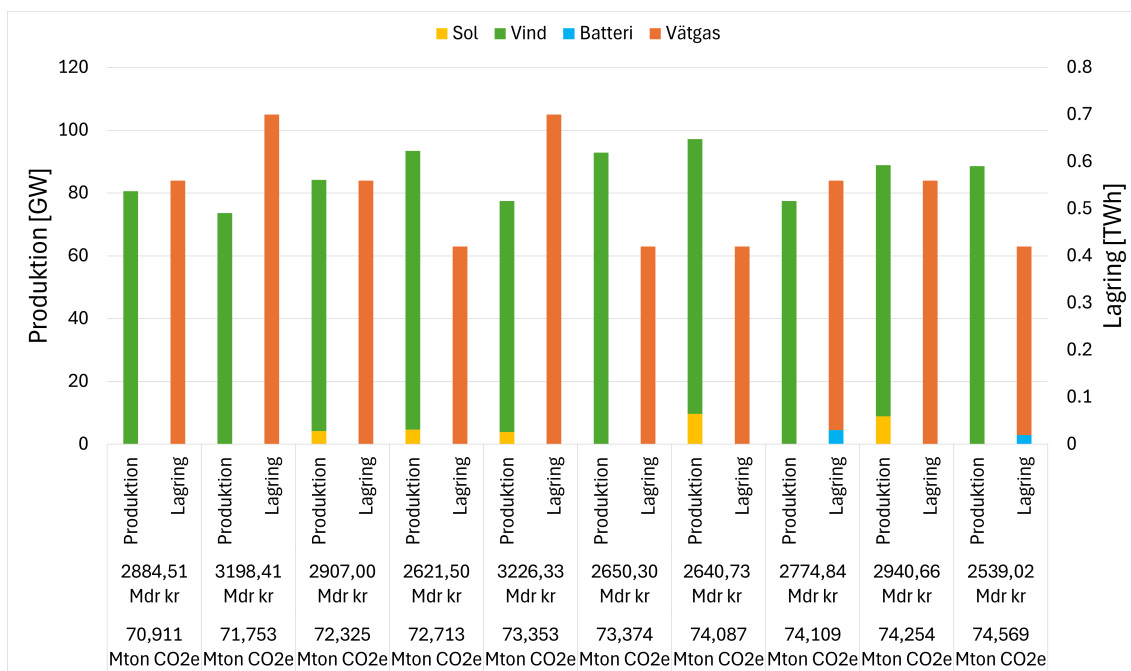


Figur A.8: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 25 % sänkning av batteripriset och 50 % sänkt vätgaslagringspris

A. Bilagor



Figur A.9: De tio konfigurationerna med lägst kostnad vid 50 % sänkning av batteripriset och 25 % sänkt vätgaslagringspris



Figur A.10: De tio konfigurationerna med lägst emissioner vid 50 % sänkning av batteripriset och 25 % sänkt vätgaslagringspris

Institutionen för Elektroteknik
Chalmers Tekniska Högskola
Göteborg, Sverige 2026
www.chalmers.se



CHALMERS