Uppdrag 2045

SVENSKT NÄRINGSLIV

MARS 2025

Kraftsystem 2050

En studie av Quantified Carbon för Svenskt Näringsliv
Kraftsystem Robust för 300 TWh

Om denna publikation

Denna rapport har tagits fram av Quantified Carbon (QC) på uppdrag av Svenskt Näringsliv för att simulera ett klimatneutralt svenskt kraftsystem till år 2050. Syftet är att ge underlag för rekommendationer som kan säkerställa ett kostnadseffektivt, hållbart och robust system, med utgångspunkt i planeringsmålet om en årlig elförbrukning på 300 TWh.

Om Quantified Carbon

Quantified Carbon är ett internationellt konsultföretag som erbjuder avancerad problemlösning, modellering och optimering för att främja omställningen till ett fossilfritt energisystem.

Besök oss på: quantifiedcarbon.com

Författare

Projektledare
Anton Såmark-Roth

Utvecklingsledare
Carl Hellesen

Granskare
Johan Hagsten

Medförfattare

Daniel M. Cox[1], Davi Rodrigues Damasceno[1], Martin Hjelmeland[2], Jakub Jurasz[1,5], Alexander Kies [4], Oscar Lagnelöv[1], Martin Lundberg[3], Lukas Lundström[1], Joseph T. K. McKenna[1], Per Norberg[1], Jonas Kristiansen Nøland[2], Albert Payaró Llisterri[1], Staffan Qvist[1], Sebastian Svanström[1], Ying Yang[1], Mohammad Reza Hesamzadeh[5], Lina Bertling Tjernberg[6].

1: Quantified Carbon, United Kingdom, Sweden, Poland, Finland, Belgium, Spain & the Netherlands

2: Department of Electric Energy, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Trondheim, Norway

3: Division of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Lund, Sweden

4: School of Electrical Engineering and Computer Science, KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden

5: Faculty of Environmental Engineering, Wrocław University of Science and Technology, Wrocław, Poland

6: Department of Electrical and Computer Engineering, Aarhus University, Aarhus, Denmark

Innehåll

1. Introduktion 6

2. Metodik 8

2.1 Studiedesign 9

2.2 Modellering 11

2.3 Utbyte med omgivande regioner 12

2.4 Väderår 16

2.4.1 Referensväderår och extremer 16

2.4.2 Väderår i expansionsoptimering 18

2.5 Scenarioramverk 21

3. Antaganden 24

3.1 Årsförbrukning och flexibilitet 24

3.1.1 Förbrukningsscenario 24

3.1.2 Flexibilitet 27

3.2 Teknikkostnader 29

3.3 Vindkraftsexpansion 31

3.4 Toppkraftverk 34

3.5 Modellkonfiguration, begränsningar och exogena antaganden 34

4. Modelleringsresultat 38

4.1 Parametrisk känslighetsanalys 38

4.1.1 Teknologineutral 38

4.1.2 Förnybart 44

4.1.3 Systemkostnader 46

4.2 Huvudscenarier 51

4.3 Elpriser och volatilitet 54

4.3.1 Övergripande jämförelse med historiskt referensår 2023 56

4.3.2 Resultat för framtidsscenarierna 57

4.3.3 ”Base” scenariot kompletterat med gasturbiner 58

4.4 Självförsörjningsgrad 59

4.4.1 Import och importkostnader 60

4.4.2 Gaskonsumtion 62

4.5 Riskkostnader 64

4.6 Drift i extrema drifttillfällen – förbrukningsflexibilitetens roll 68

5. Sammanfattande analys 71

5.1 Jämförelse huvudscenarier 71

5.1.1 Grad av självförsörjning 78

5.1.2 System- och riskkostnader 79

5.1.3 Elpris och volatilitet 80

5.1.4 Miljö- och klimatpåverkan 82

5.1.5 Driftsförmåga och driftsäkerhet 83

5.1.6 Gallring 84

5.2 Utvidgat resonemang “Nucl. ++” och “Land ++” 86

5.2.1 Statlig intervention 87

5.2.2 Nationell kärnkraftsindustri 87

5.2.3 Projektrisker 88

5.2.4 Volatilitet och flexibilitet 88

5.2.5 Hur förhåller sig ”Base” till jämförelsen 89

6. Slutsats 90

6.1 Slutsats 90

6.2 Framtida studier 93

6.2.1 Inkludera fler kvalitéer som kraftsystemet bör leverera i analysen 93

6.2.2 Begränsningar i energy-only marknad: 93

6.2.3 Osäkerhet i tillkommande förbrukning 94

6.2.4 Flexibilitet 95

6.2.5 Vägen fram till 2050 95

1. Introduktion

Sveriges kraftsystem har historiskt byggts upp kring fossilfri planerbar produktion, med vattenkraft och kärnkraft som stabila grundpelare. Denna struktur har möjliggjort hög försörjningstrygghet och konkurrenskraftiga elpriser. Samtidigt står Sverige nu inför nya utmaningar, där elektrifieringen av industri och transport samt behovet av att minska koldioxidutsläpp kräver omfattande utbyggnad av elproduktionen. Den energipolitiska debatten och återkommande förändringar i energipolitiken skapar dock osäkerhet kring långsiktiga investeringsbeslut, vilket kan försvåra en stabil energiomställning. För att möta dessa utmaningar krävs en tydlig och långsiktig strategi som skapar investeringsförutsättningar för ny fossilfri elproduktion, stärker försörjningstryggheten och möjliggör ett framgångsrikt genomförande av Sveriges klimatmål.

Mot denna bakgrund har Svenskt Näringsliv initierat detta uppföljningsprojekt, där Quantified Carbon (QC) analyserar förutsättningarna för att utveckla ett klimatneutralt svenskt kraftsystem till år 2050. Studien utgår från riksdagens planeringsmål om 300 TWh årlig elförbrukning och bygger vidare på tidigare kraftsystemstudier genomförda för Svenskt Näringsliv, sammanställda i Tabell 1.

Tabell 1. Sammanställning kraftsystemstudier genomförda för Svenskt Näringsliv

Kraftsystemstudier – Svenskt Näringsliv
Resultatrapport 1 (2020), Långsiktig scenarioanalys 200 TWh (104 sidor) **Teknisk underlagsrapport** (160 sidor)
Resultatrapport 2 (2021), Scenarioanalys 240 TWh (21 sidor)
Resultatrapport 3 (2022), Scenarioanalys 2050, 290 TWh (115 sidor)
Detta arbete (2025): **Resultatrapport 4 (2025),** Kraftsystem Robust för 300 TWh (92 sidor) Artikel ämnad för publikation i vetenskaplig journal (30 sidor) Supplemental material till artikel (13 sidor)

Tre tidigare omfattande rapporter har undersökt strategier för att uppnå ett konkurrenskraftigt fossilfritt energisystem, med olika scenarier där den totala årsförbrukningen antagits vara 200 TWh, 240 TWh och 290 TWh. Dessa studier har lagt en viktig metodologisk grund, men denna nya studie representerar ett större metodologiskt språng, med fokus på förbättrad elmarknadsmodellering och en mer detaljerad analys av vädervariationer och osäkerheter.

Detta arbete vilar på två huvudsakliga delar: denna rapport och en vetenskaplig artikel. Med särskilt den senare är ambitionen att både fördjupa och vidareutveckla metodiken från tidigare studier, samtidigt som vetenskaplig granskning och publicering ämnar bidra till ökad trovärdighet och bredare spridning av resultaten. Den vetenskapliga artikeln redogör för fördjupad integrering av elmarknadsmodellering genom användning av det Quantified Carbon-utvecklade verktyget cGrid. Till skillnad från tidigare studier används här mer ingående simuleringar som omfattar stora mängder historiska väderdata. Detta gör det möjligt att bättre bedöma systemets förmåga att hantera olika väderförhållanden och därmed stärka analysens robusthet. I denna studie definieras “robusthet” som kraftsystemets förmåga att hantera och anpassa sig till vädervariationer, inklusive förändringar i vindkraftsproduktion och tillrinning till vattenkraft, utan att äventyra försörjningstrygghet, systemstabilitet eller kostnadseffektivitet. Begreppet är en central del av analysen och speglas även i rapportens titel.

Denna rapport bygger vidare på den metodutveckling som tagits fram inom det vetenskapliga arbetet vilken sammanfattas i avsnitt 2. Därutöver introducerar denna studie ett sofistikerat scenarioramverk. Ramverket baseras på ingångsvärden utvecklade i samarbete med medförfattarna till den vetenskapliga artikeln och möjliggör en djupare analys av hur olika antaganden kring teknik, kostnader, ytanspråk för landbaserad vindkraft, efterfrågescenarier och flexibilitet påverkar framtida kraftsystem. Scenarioramverket beskrivs i avsnitt 2.5 medan antaganden introduceras i avsnitt 3.

Resultatdelen i avsnitt 4 presenterar parametriska känslighetsanalyser, väderberoende i kraftsystemet och självförsörjningsgrad, följt av diskussioner om systemens robusthet mot väderförhållanden och kostnadsrisker.

Studien kulminerar i en sammanfattande analys i avsnitt 5 av sex distinkta kraftsystemscenarier, som representerar olika möjliga utvecklingsvägar för Sverige till 2050. Dessa scenarier utvärderas utifrån:

- Självförsörjningsgrad (importkostnad och gaskonsumtion)
- Ekonomisk konkurrenskraft (systemkostnad, riskkostnad, elpris och volatilitet)
- Miljö- och klimatpåverkan (livscykelutsläpp, landanvändning och materialanvändning)
- Driftsäkerhet (planerbarhet och effektuttag)

Ett av studiens viktigaste bidrag är att bredda systemperspektivet genom att inkludera aspekter som ofta lämnas utanför i traditionella kraftsystemanalyser. Genom att belysa dessa dimensioner ämnar rapporten ge en mer heltäckande bild av vilka scenarier som är tekniskt, ekonomiskt och politiskt realistiska att sträva mot i ett långsiktigt perspektiv. Här har ambitionen har varit att introducera fler aspekter i metodiken och ett bredare resonemang kring kvalitéer som systemet måste leverera för att kunna identifiera de system som mest troligt uppfyller samhällets kravställning. Avslutningsvis summerar rapporten slutsatser och ger rekommendationer för policy och framtida modelleringsstudier i avsnitt 6.

2. Metodik

Metodiken i denna studie har vidareutvecklats från tidigare upplagor. De första tre upplagorna har präglats av en fullständig drift- och investeringsoptimering med hög geografisk och tidsmässig upplösning, samt en detaljerad representation av driftbegränsningar för olika kraftslag. Genom en omfattande scenarioanalys har teknikneutrala kraftsystem jämförts med 100 % förnybara system, med fokus på ekonomiska förutsättningar såsom systemkostnader. Utöver detta har även andra systemegenskaper värderats, inklusive landanvändning, livscykelutsläpp och merkostnader för systemtjänster[1]. Jämfört med liknande studier har metoden i föregående studier saknat ett särskilt fokus på detaljerad elmarknadsmodellering och kraftsystemens hantering av vädervariationer[2].

Denna studie har genomgått ett omfattande utvecklingsarbete för att stärka detaljerad elmarknads-modellering och simulering av vädervariationer. Det QC-utvecklade elmarknadsmodelleringsverktyget cGrid, som först introducerades i föregående studie, har vidareutvecklats och utgör nu en central del av metodiken. Som ett viktigt steg i denna process har cGrid inkluderats i en artikel, som vi ämnar publicera i vetenskaplig journal. Artikeln presenterar en grundlig validering av modellen, både mot historiska data och jämförbara modeller, samt belyser dess styrkor. En särskild aspekt som lyfts fram är cGrids representation av budmetodik för magasinerad vattenkraft, vilken demonstreras över 33 olika väderår. cGrid beskrivs ytterligare i avsnitt 2.2.

Det svenska kraftsystemet är nära integrerat med en europeisk marknad. Ett handelsutbyte på elmarknaden är en naturlig del systemet. Ett huvudmål med denna studie är att baserat på modell-eringsresultat belysa relevanta rekommendationer till Sveriges energipolitik. Avsnitt 2.3 redovisar det tillämpade tillvägagångssättet rent modelleringsmässigt för att tillgodose målet med studien. Detta innebär rent praktiskt en värdering på hur modelleringen av regioner runt Sverige ska anpassa sig efter hur det svenska kraftsystemet utvecklas i olika scenarier.

Avsnitt 2.4 ger en övergripande beskrivning av det svenska kraftsystemets väderberoende. Nuvarande studie nyttjar 33 historiska väderår, 1983–2015. Dessa väderår har karakteriserats för att bestämma ett referensväderår som används i expansionsoptimeringen. Rollen av valet av referensväderår undersöks även som del av detta avsnitt.

I likhet till föregående studier[4], utgör modelleringsresultaten inte prognoser för vad som sannolikt kommer att hända med kraftsystemet. De modelleringsverktyg som används för att bestämma kapaciteten för olika kraftslag, lagersystem och elledningar i det framtida kraftsystemet styr inte utbyggnaden genom fördefinierade instruktioner. Istället optimeras systemets utveckling baserat på ekonomiska och tekniska förutsättningar. I kombination med den modelleringsmetodik som tillämpas, så drivs resultaten starkt av de ingångsvärden som definieras, vilka exemplifieras väl med parametrarna; investerings- och driftskostnader för olika teknologier, efterfrågeflexibilitet, marktillgång, kalkylränta (WACC) etc.

1. Qvist Consulting Ltd (2020), Kraftsamling elförsörjning - Långsiktig scenarioanalys.
2. Qvist Consulting Ltd (2021), Jämförelse av scenarioanalyser för svensk kraftförsörjning.
3. Cox et al., Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study. Artikel ämnad för publikation i vetenskaplig journal.
4. Qvist Consulting Ltd (2022), Scenarioanalys 290 TWh. I mångt och mycket är avsnitt 6 ”Frågor och svar” fortfarande i högsta grad relevant.

Denna aspekt, att resultaten för en studie präglas av de antaganden som görs, är värt att belysa (se även avsnitt 2.4.2 och 4.1). Även om modelleringen baseras på fullt transparenta och noggrant granskade ingångsvärden och metoder, kan resultaten ändå ofrivilligt bli skeva eller missvisande. Denna diskussion anspelar väl till George Box citat: ”All models are wrong, some are useful”[5]. För att göra modelleringen i denna studie just värdefull, har ett rigoröst scenarioramverk utvecklats vilket beskrivs i avsnitt 2.5. Scenarioramverket är uppbyggd av ingångsparametrar som kan varieras från en referensnivå till optimistiska och konservativa värden. Detta upplägg möjliggör en sofistikerad känslighetsanalys där resultat kan täcka majoriteten av sannolika optimeringsresultat då även ingångsparametrarna spänner ett representativt intervall. Scenarioramverket introduceras i avsnitt 2.5.

Den redan välutvecklade drift- och investeringsoptimeringen, med verktyget GenX från tidigare studier, kombinerat med realistisk elmarknadsmodellering med cGrid samt väderdata och det rigorösa scenarioramverket har möjliggjort den övergripande modellerings- och analysmetodik som tillämpats i denna studie. På detta tema inleder nuvarande kapitel med avsnitt 2.1 om studiedesign.

2.1 Studiedesign

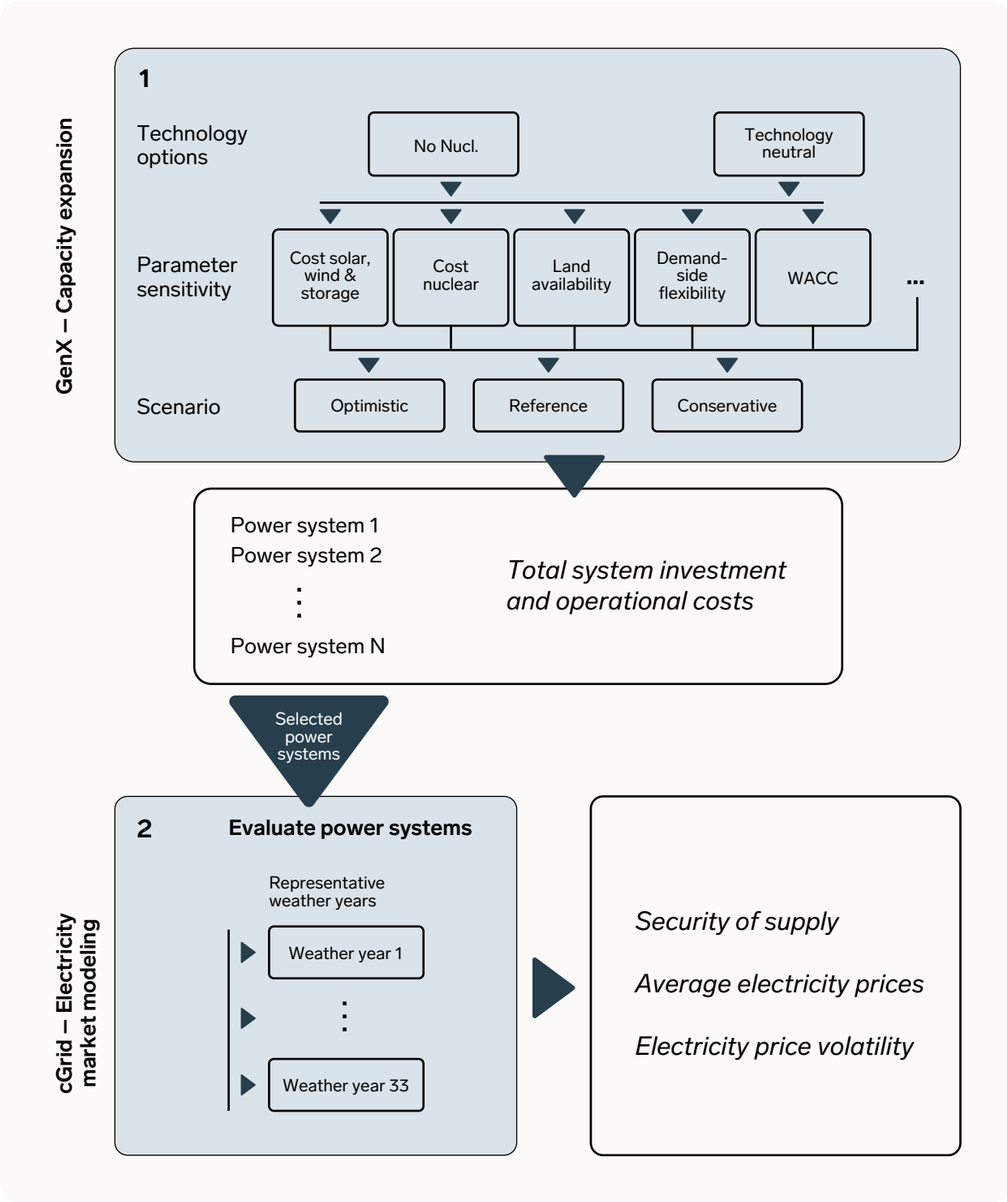
Den övergripande frågeställningen som har styrt detta arbete lyder:

Målsättning:
I denna studie vill vi baserat på ett modellerings- och scenarioramverk utforska alternativa klimatneutrala svenska kraftsystem år 2050. Syftet är att ge underlag för rekommendationer som kan säkerställa ett kostnadseffektivt, hållbart och robust system, med utgångspunkt i regeringens planeringsmål[6] om en årlig elförbrukning på 300 TWh.

Modelleringsanalysen, som består av två huvudsteg, illustreras i Figur 1. I det första steget som utförs med verktyget GenX konstrueras klimatneutrala svenska kraftsystem för år 2050 som möter elkonsumtionen varje timme under referensväderåret 1991 (se avsnitt 2.4.1) och säkerställer lön-samhet för producenter. Dessa simuleringar baseras på ett utsläppspris på 263 €/tCO_2 i linje med nivå för industrinationer med löfte om att nå klimatneutralitet 2050[7] vilket driver utsläppssnåla system. En stor uppsättning av olika kraftsystem skapas genom att undersöka två huvudvägar för energipolitisk inriktning, teknikneutrala och teknikbegränsade (”No Nucl.”) kombinerat med att variera utvalda parametrar (inklusive investerings- och driftskostnader för olika teknologier, efterfrågeflexibilitet, marktillgång, kalkylränta (WACC)) och variera dessa enligt referens (som standard) eller optimistiska samt konservativa nivåer. Undersökta scenarier beskrivs i detalj i avsnitt 2.5.

5. Wikipedia, All models are wrong.
6. Regeringen (2023), Förslag om nya energipolitiska mål.
7. IEA (2022), World Energy Outlook 2022.

Figur 1. Flödesschema som illustrerar övergripande studiedesign och metodik.



Totala systemkostnader, tillsammans med teknikmixer i de optimerade svenska kraftsystemen, ges som huvudresultat efter det första steget. En genomgående känslighetsanalys utförs på 22 olika scenarier för att ge en djupare förståelse på vilka parametrar som har viktig influens på hur det optimala kraftsystemet dimensioneras samt vilken konsekvens olika teknikmixer har på systemkostnaden.

Som en huvudslutsats från känslighetsanalysen väljs sju scenarier som representerar sju svenska kraftsystem med olika sammansättning och karakteristik ut för djupare studier i detaljerad elmarknadsmodellering med verktyget cGrid. Dessa kraftsystem dimensioneras först om efter den mer realistiska elmarknaden i cGrid, det vill säga, en modifierad expansionsoptimering utförs. Därefter simuleras de sju kraftsystemen över de 33 olika historiska väderåren (1983–2015). Genom dessa utvidgade simuleringar utvärderas de sju kraftsystemen för hur de presterar när det gäller:

- *Självförsörjningsgrad* genom importkostnader & gaskonsumtion
- *Konkurrenskraft* genom nivåer för elpris och prisvolatilitet, tillsammans med totala systemkostnader och associerade riskkostnader.
- *Klimat- och miljöpåverkan* genom kvantifierade livscykelutsläpp av växthusgaser, samt markanvändning och användning av kritiska material.
- *Driftsäkerhet:* Beräknat möjligt effektuttag baserat på effektbidragsfaktor samt installerad planerbar kapacitet belyser perspektiv som väver in förbrukningsflexibilitet, drifttillstånd och systemstabilitet.

2.2 Modellering

Metodiken kombinerar fördelarna från två olika typer av modelleringsverktyg, nämligen GenX och cGrid. Alla simuleringar utförs med timupplösning och över en tidsperiod på ett år.

GenX har introducerats i detalj i underlagsrapporten till den första studien[8] men dokumenteras väl kopplat till dess öppna källkod[9].

8. Qvist Consulting Ltd (2020), Teknisk underlagsrapport.
9. https://github.com/GenXProject/GenX.jl

Som redan introducerats är cGrid ett QC-utvecklat verktyg för elmarknadsmodellering. Kort sammanfattat, så utvecklades cGrid ursprungligen som en modell för att optimera dimensionering och drift av industriella anläggningar, såsom vätgasproduktionsanläggningar med buffertlager. Därför var en realistisk modellering av marknadspriser en central drivkraft bakom utvecklingen av koden. Till skillnad från GenX, som använder linjär optimering med fullständig deterministisk förutseende över hela tidsserien, tillämpar cGrid en strategi för driftoptimering av flexibel efterfrågan och produktion baserad på löpande kortsiktiga elprisprognoser. Denna metodskillnad kan ha betydande påverkan på både driftstrategier och marginalprissättning, särskilt i kraftsystem med långvariga lagringsresurser, såsom vattenkraftmagasin och vätgaslager.

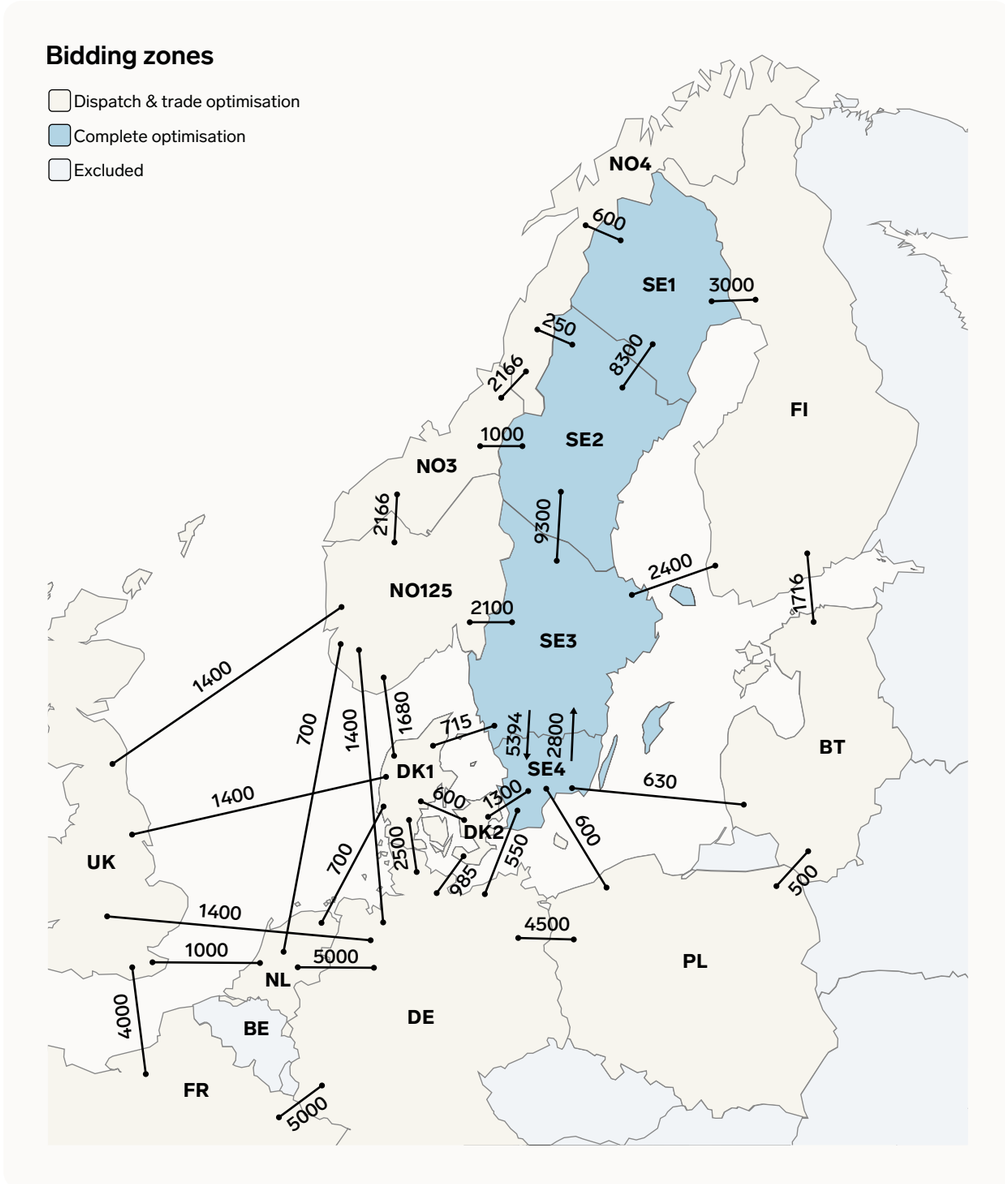
Som en del av detta projekt redovisas den utvecklade modelleringsmetodiken i en vetenskaplig artikel. Artikeln undersöker hur konventionella metoder för kapacitetsutbyggnad ofta förlitar sig på linjär investeringsoptimering som inte tar hänsyn till den komplexa, icke-linjära dynamiken som präglar elmarknader. Detta blir särskilt tydligt när flera väderår inkluderas i simulering, istället för att enbart fokusera på ett genomsnittligt eller representativt väderår. I den nordiska elmarknaden spelar väderrelaterade variationer i tillrinning till vattenkraft en avgörande roll för att säkerställa systemets robusthet mot väderförändringar, det vill säga dess förmåga att upprätthålla en stabil och tillförlitlig elförsörjning trots variationer i väderförhållanden. Artikeln belyser begränsningarna hos de modeller som baseras på linjär investeringsoptimering som bygger på perfekt framtidsprognos ("perfect foresight") i system med betydande säsongslagring, såsom den nordiska vattenkraften. Samtidigt för artikeln fram styrkorna med cGrid och dess särskilda relevans för modellering av elproduktion från magasinerad vattenkraft.

En höjdpunkt i den vetenskapliga studien är vikten i hur kraftsystemstudier med fokus på expansionsoptimering tar sig an väderår. På grund av publiceringsprocess hänvisas läsare till den publicerade artikeln för vidare beskrivning och särskilt detaljer relaterade till implementerad modellmetodik.

2.3 Utbyte med omgivande regioner

De regioner som ingår i modelleringen och antagna överföringskapaciteter visas i Figur 2. I denna studie har vi inkluderat internationell handel med el genom att definiera nödvändiga ingångsvärden, det vill säga installerad produktionskapacitet per kraftslag och last samt hur flexibel den är, för alla områden utanför Sverige. Det svenska kraftsystemet, som är relativt litet, påverkas i hög grad av antaganden om framtida kraftsystem i grannländerna. I det här arbetet har vi valt att använda oss av för-optimering av produktionskapaciteter utanför Sveriges gränser istället för att sam-optimera samtliga länder i studien för alla scenarier. Anledningen till detta är att för-optimering bättre speglar de faktiska energipolitiska förutsättningarna och minskar risken för att överskatta koordineringsvinster mellan länder.

Figur 2. Geografiska gränser med de regioner som ingår i modelleringen och hur de behandlas i optimeringen. Linjerna representerar överföringskapacitet i modellen, och siffrorna anger den associerade nettotransferkapaciteten (MW), NTC, för modellåret 2050. Zonerna NO125 och BT representerar en sammanslagning av NO1, NO2 och NO5 samt de baltiska zonerna, respektive. Notera, för att spegla utvecklingen av ett väteledningsnät har överföringskapaciteten mellan SE1 och SE2 ökat med 5 GWi modellen.



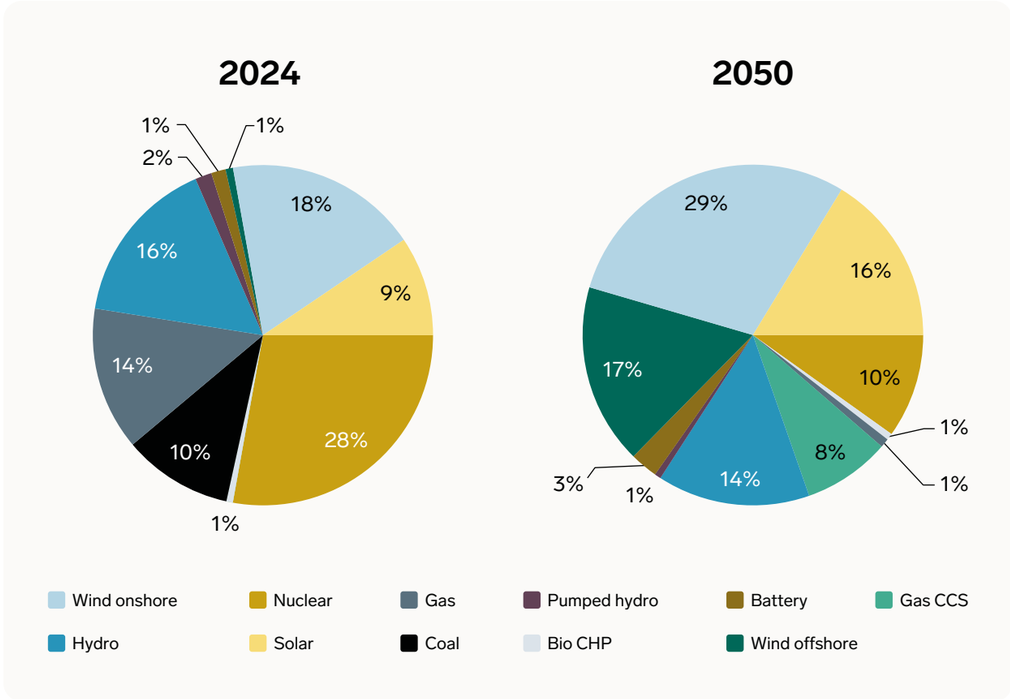
För-optimeringen har genomförts med scenariot "Base" som utgångspunkt. Här har gränser för kärnkraft, landbaserad vindkraft och gaskraft med koldioxidinfångning satts baserat på respektive lands energipolicy. Däremot har solkraft och havsbaserad vind fått fritt utrymme att expandera så länge de är ekonomiskt lönsamma, eftersom markkonflikter är lättare att hantera för dessa kraftslag. De kraftsystem som identifierats genom för-optimeringen har sedan använts i samtliga scenarier i studien.

Ett alternativ hade varit att sam-optimera alla länder, vilket potentiellt skulle kunna fånga upp koordineringsvinster mellan Sverige och omvärlden. Ett exempel är att om Sverige bygger ett system med låg andel planerbar energi, kan det bli mer lönsamt för grannländer att investera i sådan produktion, och vice versa. Detta skulle i sin tur minska skillnaden mellan scenarierna eftersom omvärlden kan kompensera för Sveriges val.

Vi bedömer dock att en sådan modell skulle ge en överskattning av koordineringsvinsterna, eftersom det i praktiken saknas en optimal samordning mellan hur Sveriges och omvärldens energisystem utvecklas. I verkligheten kan koordineringsvinsterna till och med bli negativa. Ett vanligt argument i den energipolitiska debatten är att Sverige måste följa efter grannländer som satsar på en viss kraftproduktion för att inte "bli sämst i klassen". Detta kan då leda till att både Sverige och grannländerna investerar i samma kraftslag, vilket ökar korrelationen i elproduktionen och därmed samvariationen i det regionala kraftsystemet.

Eftersom energipolitiska beslut fattas nationellt, kan svensk energipolitik enbart påverka ny produktion inom Sverige. Det är Sveriges eget ansvar att säkerställa ett kraftsystem som fungerar för nationens behov. Sverige kan inte förlita sig på att andra länder bygger produktionskapacitet för att ge oss rimliga elpriser eller förhindra effektbrist. Därför har vi valt en modell med för-optimering snarare än sam-optimering, eftersom den ger en mer realistisk bild av skillnaderna mellan olika scenarier.

Figur 3. Andel av den årliga elproduktionen per teknik för elområden utanför Sverige för år 2024 (vänster panel) samt det modellerade året 2050 (höger panel).



Figur 3 presenterar resultatet i föroptimeringen för uppbyggnaden av kraftsystemet i Sveriges omgivande regioner för år 2050 och jämför detta med dagens system år 2024. Det nuvarande elsystemet år 2024 domineras av planerbar kraftproduktion, som står för nästan 70 % av den årliga elproduktionen, medan vind- och solkraft utgör 28 %. År 2050 har elsystemet genomgått en omfattande omställning mot ett nästan helt klimatneutralt kraftsystem, med en utsläppsminskning på ~95–99 % för omgivande länder som visas i Figur 2 jämfört med 1990, drivet av ett koldioxidpris på ~250 €/tCO_2. Vind- och solkraft utgör då 62 % av elmixen, medan kärnkraftens andel har minskat och fossila kraftkällor med höga utsläpp i princip har fasats ut. Systemets flexibilitet säkerställs genom batterilagring, gaskraftverk med CCS samt flexibel efterfrågan från elbilar, uppvärmning och vätgasproduktion. Värt att poängtera att som följd av elektrifiering ökar elförbrukningen i alla länder men varierar typiskt mellan 50%–100% jämfört med idag.

2.4 Väderår

Det svenska kraftsystemets känslighet för väder var för ungefär 20 år sedan mestadels kopplad till hur temperaturen korrelerade med elektrisk uppvärmning samt tillrinningen i vattenkraften. Kalla vintrar resulterade i hög elanvändning och därmed högre priser. På samma sätt resulterade låg tillrinning i vattenkraften till lägre vattenkraftsproduktion och därmed högre priser. I takt med att betydande mängder väderberoende produktion, främst vindkraft, anslutits i Sverige har kraftsystemets väderberoende ökat de senaste 10 åren. Och då den trenden spås fortsätta fram mot 2050 kommer väderberoendet bli en allt viktigare parameter att ta hänsyn till när man modellerar ett kraftsystem.

Väderberoende är en central aspekt i denna studie. Vi använder oss av ett egenutvecklat verktyg, Weather2Energy, för att skapa produktionsprofiler för sol- och vindkraft samt lastprofiler, inklusive last för uppvärmning. Weather2Energy's metodik redovisas i Supplemental Material till artikeln[10].

Ett viktigt bidrag jämfört med tidigare studier är att modelleringen inkluderar en analys baserad på 33 olika väderår, motsvarande de historiska åren 1983–2015. Dessa år har valts eftersom ENTSO-E tillhandahåller tillförlitliga och omfattande data för just denna period[11].

De använda väderåren är baserade på historiska observationer och klimatförhållanden, vilket innebär att framtida klimatförändringar och potentiellt nya vädermönster inte fångas fullt ut. Samtidigt säkerställer analysen av ett brett urval av 33 väderår en god robusthet mot vädervariationer, vilket gör resultaten mer tillförlitliga över olika förhållanden. För en djupare diskussion och vidare referenser hänvisas till den vetenskapliga artikeln[12].

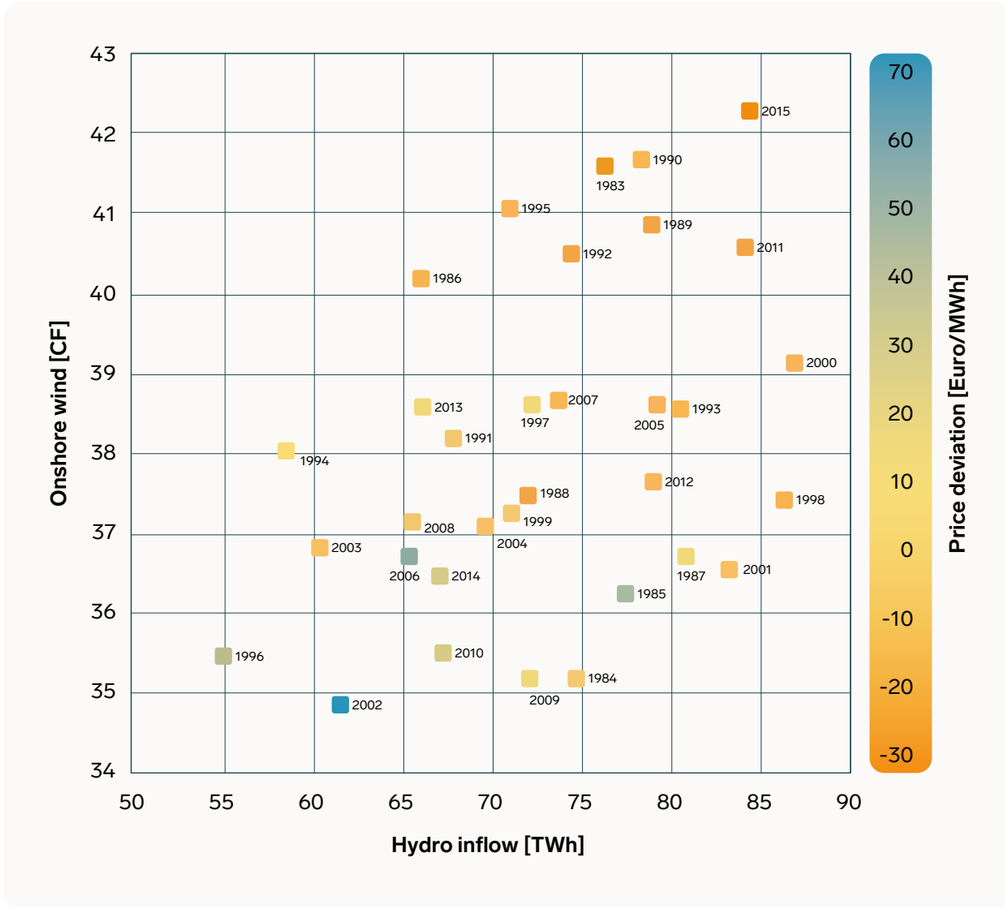
I detta avsnitt redovisas vidare hur ett referensväderår från de 1983–2015 historiska väderåren har bestämts samt vilken roll valet av väderår har för expansionsoptimering.

2.4.1 Referensväderår och extremer

I denna studie utförs expansionsoptimeringen för ett referensväderår. Referensväderåret definieras som det år som på ett bra sätt kan representera genomsnittliga marknadsförutsättningar. För referensväderåret innebär detta att kraftslag ska erhålla det pris för sin elproduktion som väl representerar ett genomsnitt sett över alla väderår vilket även betyder att lönsamhetskravet i expansionsoptimeringen uppfylls.

Väderrelaterad variation i det nordiska kraftsystemet drivs av särskilt av vindkraftsproduktion och tillrinning till vattenkraften. Vindkraften byggs ut ordentligt jämfört med idag i alla scenarier som undersöks i denna studie. Detta innebär att i framtida scenarier av det svenska kraftsystemet kan vädervariationen antas ha förstärkts betydligt jämfört med idag. Figur 4 presenterar korrelation mellan årsgenomsnittlig vindkraftsproduktion och tillrinning till den svenska vattenkraften för alla 33 väderår.

Figur 4. Korrelation mellan vindkraftsproduktion som årsgenomsnittlig kapacitetsfaktor i % och årsinflöde till svenska vattenkraften för modellering av år 2050. Färgkarta illustrerar hur årsmedelpriser avviker från medelpris för alla väderår för simulerade kraftsystem år 2050.



10. Supplemental Material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study.
11. ENTSO-E (2020), Mid-term adequacy forecast 2020.
12. Cox et al., Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study. Artikel ämnad för publikation i vetenskaplig journal.

En process att karakterisera alla 33 väderår har utförts med cGrid vilken redovisas noggrant i den vetenskapliga artikeln[13]. Centralt för denna analys är genomsnittliga väderårsmedelpriser och hur dessa avviker från ett genomsnitt för alla väderår. Resultatet av denna analys har integrerats till färgkartan i Figur 4. Stora positiva avvikelser (lila på färgskalan) innebär problematiska väderår med höga elpriser medan omvänt så betyder stora negativa avvikelser gynnsamma förhållande för väderberoende energikällor och låga elpriser.

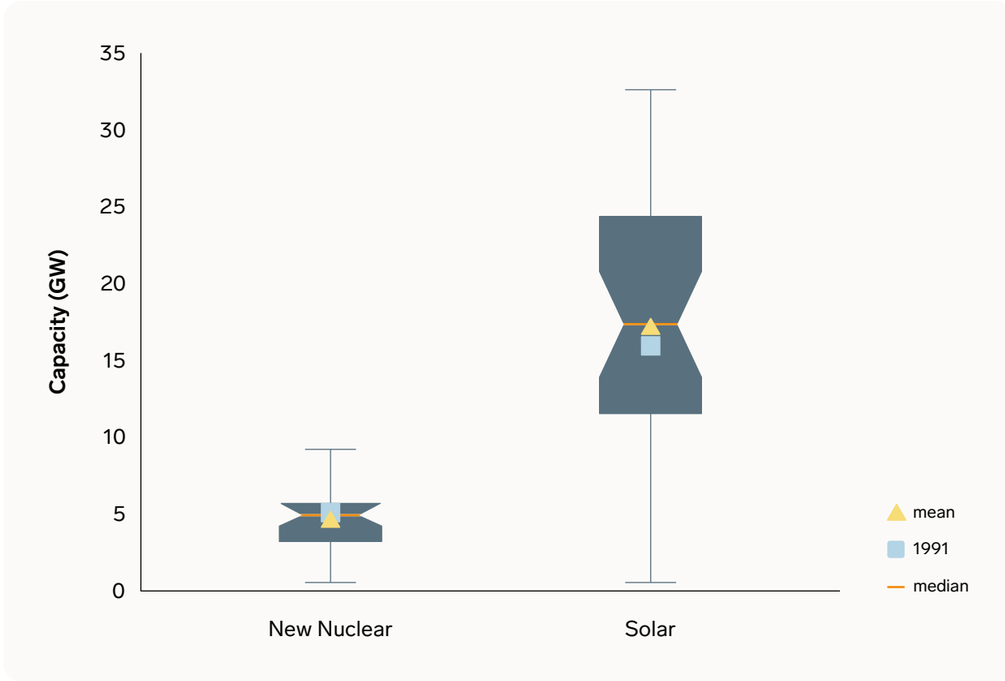
Analysen har identifierat 1991 som referensväderår, då det uppvisar nästan ingen prisavvikelse och placerar sig centralt i Figur 4, med välrepresenterade genomsnittsvärden för både vindkrafts-produktion och tillrinning till vattenkraften. Samtidigt har exempelvis år 2002 identifierats som ett särskilt problematiskt väderår, kännetecknat av låg vindkraftsproduktion och begränsad tillrinning till vattenkraften, vilket speglar utmaningarna med extrema väderförhållanden. Vidare har även väderår 1985, 1996 och 2006 identifierats som särskilt utmanande. Det är dock viktigt att notera att inte bara årsgenomsnittliga variationer är avgörande, utan även säsongsvariationer och i synnerhet korrelerade förändringar mellan exempelvis vind- och vattenkraft, då dessa kan skapa betydande utmaningar för systembalansen.

2.4.2 Väderår i expansionsoptimering

I modelloptimering när ett kraftsystem expanderas är, utöver antaganden om kostnader, valet av väderår för att dimensionera kraftsystemet en av de viktigaste parametrarna. Med identiska kost-nadsantaganden kan en optimering för två olika väderår leda till diametralt motsatta resultat. För att tolkningen av resultaten skall bli relevant är en djuplodad analys av denna effekt central.

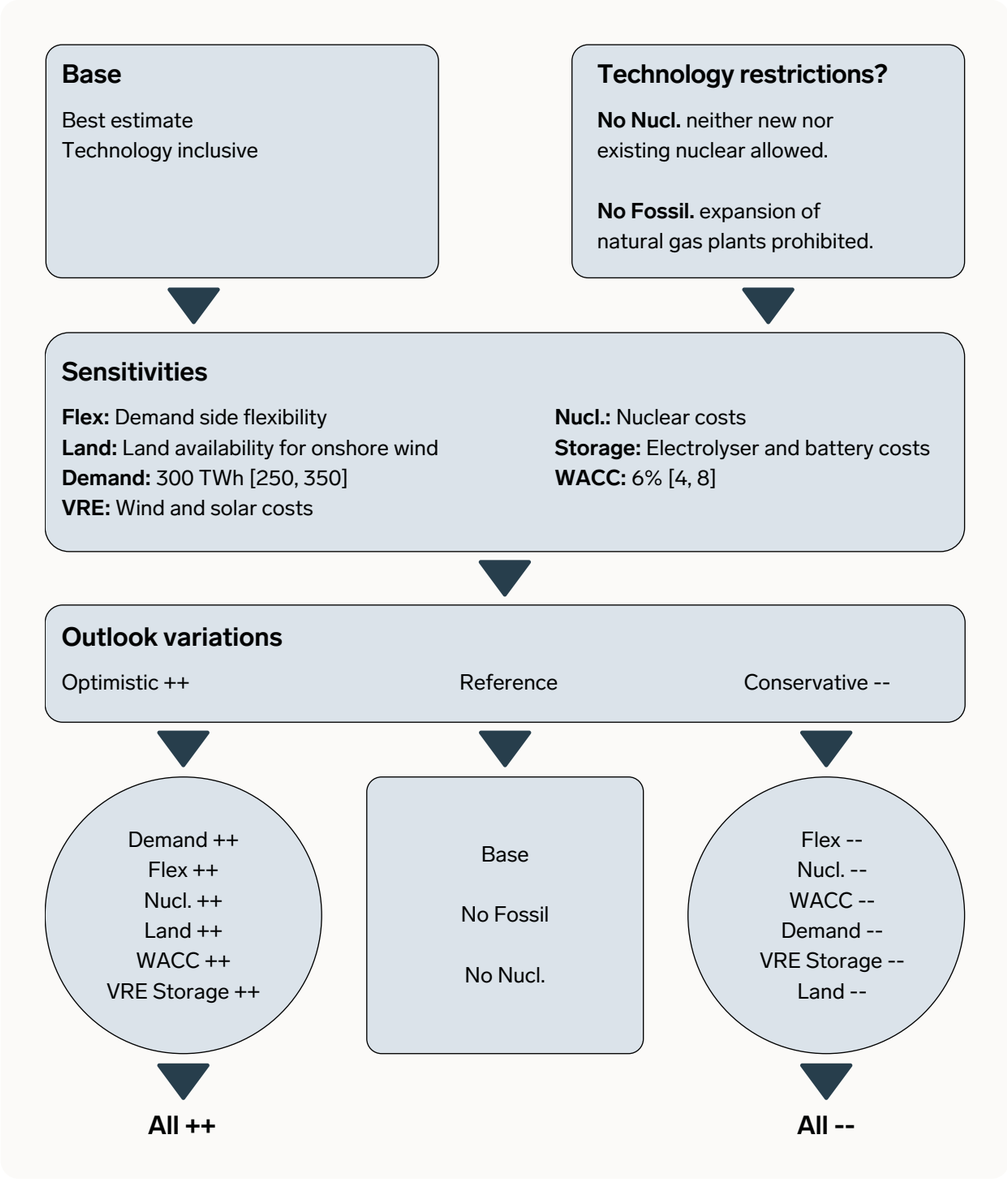
I Figur 5 visas optimeringsresultat för scenariot ”Base” för ny kärnkraft och solkraft i Sverige expanderat individuellt för vart och ett av väderåren 1983 till 2015. Optimeringen uppvisar vitt spridda resultat där optimal mix av kärnkraft varierar mellan nästan noll och upp till 10 GW. På motsvarande sätt varierar solkraften mellan nästan noll och ca 35 GW. Redan här kan man se att det går att påverka resultaten i en expansionsstudie i olika riktningar enbart genom valet av väderår. Detta visar på vikten av att transparent visa hur pass känsliga resultaten i en expansionsstudie är för olika parametrar, och vilket väderår man baserar sina slutsatser på. I Figur 5 visas även som fyrkanter resultaten för väderåret 1991 som refereras till som referensväderåret. Detta kan ses ligga mycket nära genomsnittet som visas som trianglar, vilket styrker att det är ett lämpligt val av referensväderår.

Figur 5. Fördelning av modellerad optimal installerad effekt i scenariot ”Base” för expansion av varje väderår individuellt för ny kärnkraft respektive solkraft i Sverige. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25–75% kvartiler. Värde för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



13. Cox et al., Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study. Artikel ämnad för publikation i vetenskaplig journal.

Figur 6. Flödesschema som illustrerar ramverket som bygger scenarier.



2.5 Scenarioramverk

Ramverket, som illustreras i Figur 6 bygger på att majoriteten av de parametrar som används som ingångsvärden till optimeringsmodellen kan varieras från ett referensvärde till optimistiska samt konservativa nivåer. Från detta upplägg bygger vi i ett centralt scenario med teknikneutralitet som grundläggande förutsättningen. Detta scenario benämns ”Base”, för vilket alla parametrar antar sitt referensvärde, vilka representerar bästa uppskattade indata (baserat på sammantagen information från flertalet referenser), inklusive primärt investerings- och driftskostnader, maximal expansion för landvind, utvecklingen av kraftsystem i angränsande budområden tillsammans med nätförstärkningar. Genom att ansätta strikta optimeringsvillkor utforskas scenarier som frångår teknikneutralitet då kärnkraft, både ny och existerande förbjuds, i scenarier med prefix ”No Nucl.”. På motsvarande sätt, tillåts inte utbyggnaden av fossil gas i ”No Fossil” scenarier.

I ”Base” scenariot modifieras parameter för parameter för att skapa känslighetsanalyser. För att begränsa parameterlandskapet, har parametrarna delats in i sex kategorier vars variation resulterar i 12 olika scenarier som presenteras i Tabell 2. Optimistiska och konservativa variationer benämns med ”++” respektive ”--”. Alla kombinationer av dessa parametrar skulle motsvara 3^6=729 scenarier vilket inte är genomförbart. För att i största möjliga mån ändå försöka täcka hela utfallsrummet har scenarierna ”All ++” och ”All --” också betraktats. Då alla optimistiska respektive konservativa parametrar kombineras ihop skapas de mest extrema variationerna som är scenarierna ”All ++” och ”All --”.

Totalt skapar dessa sex kategorier där en parameter varieras optimistiskt och konservativt 15 scenarier, inklusive ”Base”, för den teknikneutrala policy:n. Motsvarande 15 scenarier skulle kunna skapas för ”No Nucl.” eller ”No Nucl. No Fossil” teknikvägarna. I denna studie undersöks primärt de extrema variationerna ”All ++” och ”All --” för dessa teknikvägar (se avsnitt 4.1.2).

Två scenarier tillkommer utöver de som beskrivits här i texten, nämligen ”Nucl. All ++” och ”Offshore ++”. Dessa scenarier lades till efterhand för att bygga kraftsystem med särskilt intressant karakteristik, det vill säga, en väldigt stor expansion av ny kärnkraft genom ”Nucl. All ++” samt en tydligare roll för havsbaserad vind i system som behåller existerande kärnkraft men inte bygger ny.

Tabell 2. Scenarier som undersöks i studien. Definition och den bakomliggande motiv som kan rama in scenariot återfinns i höger kolumn.

Scenario	Definition och Motiv
Scenarier som inte exkluderar teknik i expansionsoptimeringen:	
Base	*Definition:* Referensantaganden görs för alla parametrar. Ingen teknik exkluderas i expansion. *Motiv:* Scenario som omfattar alla energitekniker med referensantaganden för simuleringsparametrar. Ingen, eller liten, lokal opposition för expansion av landvind beaktas som innebär en möjlig nästintill tredubblering av dagens årsproduktion. Förberedelser görs både för ny kärnkraftsutbyggnad och drifttidsförlängning av existerande kraftverk. Infrastruktur utvecklas för att möjliggöra transport och lagring av vätgas vilket primärt möjliggör direktanvändning för industri. Det är möjligt att bygga och drifta kraftverk som körs på fossil naturgas om det av modellen ses kostnadseffektivt. Förbrukningsscenario i linje med planeringsmålet om 300 TWh beaktas.
VRE Stor. ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för sol och vind, samt batterier och vätgasturbiner (med elektrolysörer och lager) tas från optimistiska nivåer. *Motiv:* Jämfört med “Base” visar utvecklingskostnaderna för vind- och solkraft på optimistiska trender med kontinuerliga kostnadsminskningar i detta scenario. Samtidigt noteras betydande kostnadsreduktioner för lagringskomponenter såsom batterier och elektrolysörer.
VRE Stor. --	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för sol och vind, samt batterier och vätgasturbiner (med elektrolysörer och lager) tas från konservativa nivåer. *Motiv:* Jämfört med “Base” stagnerar kostnadsutvecklingen för både vind- och solkraft samt för lagringskomponenter som batterier och elektrolysörer i detta scenario.
Nucl. All ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för ny kärnkraft tas från optimistiska nivåer kombinerat med att lägre kalkylränta antas endast för ny kärnkraft. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot får de inledande kärnkraftsprojekten mycket starkt stöd från regeringen och blir framgångsrika i detta scenario. Efterföljande projekt drar nytta av en inlärningskurva tack vare serieproduktion.
Nucl. ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för ny kärnkraft tas från optimistiska nivåer. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot får de inledande kärnkraftsprojekten ett stöd från staten, exempelvis i linje med det som föreslagits av finansieringsutredningen, och blir sen framgångsrika i detta scenario. Efterföljande projekt drar nytta av en inlärningskurva tack vare serieproduktion med låga investeringskostnader som konsekvens.
Nucl. --	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för ny kärnkraft tas från konservativa nivåer. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot får de inledande kärnkraftsprojekten inte ett starkt stöd från regeringen och inleds därför med höga kostnader i detta scenario. Efterföljande projekt uppnår endast en begränsad inlärningskurva på grund av serieproduktion med höga investeringskostnader som konsekvens.
Land ++	*Definition:* Maximal expansion för landbaserad vind höjs från 34 GW i ”Base” till 51 GW. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot möjliggörs en större utbyggnad av landbaserad vindkraft upp emot 168 TWh årsproduktion, det vill säga en fyrdubblering jämfört med idag, tack vare ett starkt lokalt stöd i detta scenario.
Land --	*Definition:* Maximal expansion för landbaserad vind sänks från 34 GW i ”Base” till 22 GW. *Motiv:* Jämfört med "Base" innebär detta scenario att utbyggnaden av landbaserad vindkraft avstannar och ökar marginellt jämfört med dagens kapacitetsnivå (maximal årsproduktion på 74 TWh) på grund av stora motgångar och stark negativ opinion från allmänheten.
Flex ++	*Definition*: Alla lastkategorier antar ingångsvärden för flexibilitet för lastförskjutning och elasticitet från optimistiskt scenario. *Motiv:* Jämfört med "Base" representerar detta scenario en hög flexibilitet i elförbrukningen, där betydande incitament ges för att installera nödvändiga komponenter för flexibel drift för elfordon, uppvärmning, hushålls- och industrikunder. Dessutom förverkligas ambitiösa planer för ett utbyggt vätgasnätverk.
Flex --	*Definition*: Alla lastkategorier antar ingångsvärden för flexibilitet för lastförskjutning och elasticitet från konservativt scenario. *Motiv:* Jämfört med "Base" representerar detta scenario i hög grad en inflexibel elförbrukning, med få incitament för elfordon, uppvärmning, hushåll och industri att installera komponenter för flexibel drift, samt en fördröjning i genomförandet av ambitiösa planer för ett vätgasnätverk.
Demand ++	*Definition:* ”Optimistisk” förbrukningsscenario på 350 TWh antas. *Motiv:* Jämfört med "Base" antas här ett mer ambitiöst förbrukningsscenario på 350 TWh som representerar en frodande utveckling för fossilfri industri.
Demand --	*Definition:* ”Konservativt” förbrukningsscenario på 250 TWh antas. *Motiv:* Jämfört med "Base" antas här ett lägre förbrukningsscenario på 250 TWh som representerar en del avbrutna industriplaner.
All ++	*Definition:* Kombinerar ”VRE Stor. ++”, ”Nucl. ++”, ”Flex ++”, ”Land ++”, ”Demand ++” samt en lägre kalkylränta. *Motiv:* Jämfört med "Base" innebär detta scenario en generellt optimistisk syn på framtiden, med betydande kostnadsminskningar eller framgångsrika projekt för alla teknologier, låg kalkylränta, hög flexibilitet i elförbrukningen, förbrukningsscenario motsvarande 350 TWh på årsbasis och starkt stöd från allmänheten för landbaserad vindkraft.
All --	*Definition:* Kombinerar ”VRE Stor. --”, ”Nucl. --”, ”Flex --”, ”Land --”, ”Demand --” samt en högre kalkylränta. *Motiv:* Jämfört med "Base" och i kontrast till det optimistiska scenariot ("All ++") presenterar detta scenario en generellt konservativ framtidssyn med stagnerande kostnadsminskningar eller mindre framgångsrika projekt för samtliga teknologier, hög kalkylränta, begränsad flexibilitet i elförbrukningen, förbrukningsscenario motsvarande 250 TWh på årsbasis och stark negativ opinion från allmänheten mot landbaserad vindkraft.
Scenarier som exkluderar teknik i expansionsoptimeringen:	
No Nucl.	*Definition:* Ny kärnkraft tillåts inte expandera och existerande kärnkraft tas bort. *Motiv:* Jämfört med “Base” ges inget politiskt stöd till byggandet av ny kärnkraft medan tekniska och/eller ekonomiska skäl sätter stopp för drifttidsförlängning av existerande kärnkraft. Detta innebär att ingen kärnkraft finns att tillgå för det svenska elsystemet.
No Fossil	*Definition:* Gaskraftverk exkluderas i expansionsoptimering. *Motiv:* Jämfört med “Base”, så är det förbjudet att bygga och drifta kraftverk som körs på fossil naturgas vilket innebär att modellen istället behöver förlita sig på vätgas som alternativ.
Offshore ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för havsbaserad vind tas från optimistiska nivåer. Ny kärnkraft exkluderas från expansionsoptimeringen. *Motiv:* Jämfört med “Base” visar utvecklingskostnaderna för havsbaserad vindkraft på optimistiska trender. Kontinuerliga kostnadsminskningar kan antas drivas på av statligt stöd i detta scenario. Ingen satsning på ny kärnkraft görs och förbjuds i expansionen. Detta scenario beaktas inte i känslighetsanalysen.

3. Antaganden

Ingångsvärden och antaganden har uppdaterats från grunden jämfört med tidigare upplagor.

I detta kapitel presenteras de viktigaste ingångsvärden och modellkonfigurationer för studien. Ytterligare antaganden och detaljer redovisas i publicerat Supplemental Material[14] för den vetenskapliga artikeln som för närvarande är under granskning.

3.1 Årsförbrukning och flexibilitet

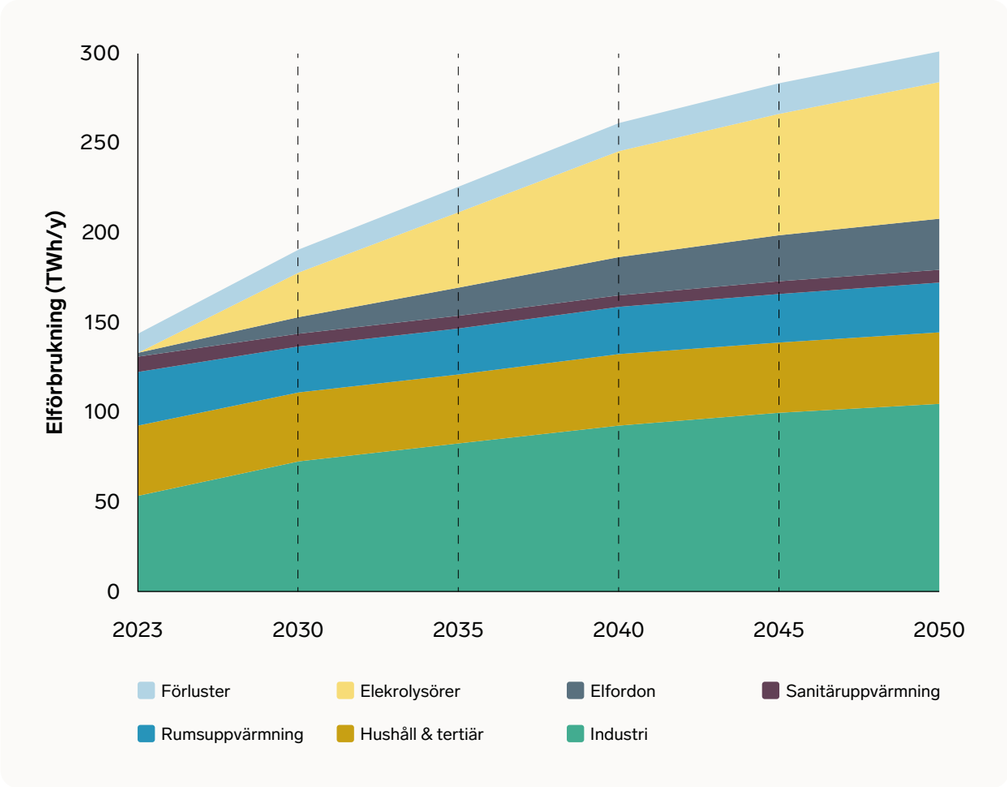
3.1.1 Förbrukningsscenario

Osäkerheten i framtida elförbrukning är en central aspekt i planeringen av Sveriges klimatneutrala kraftsystem. Som tidigare rapporter, exempelvis i avsnitt 2 av Quantified Carbon (2023)[15], har visat, varierar prognoserna kraftigt, med uppskattningar för 2045 som sträcker sig från under 200 TWh till över 350 TWh, beroende på industriell utveckling och elektrifieringstakt. Som en referens tar studien Quantified Carbon (2023)[16] fram ett ”Carbon Neutrality (CN)” scenario med målet att vara i linje med de nationella klimatneutralitetsmålen, där elförbrukningen främst täcker inhemsk efterfrågan och begränsar export av elbaserade produkter, såsom fossilfritt stål. Årsförbrukning för Sverige i detta scenario var 243 TWh. Denna studie utgår från ett centralt förbrukningsscenario på 300 TWh, i linje med regeringens planeringsmål[17], men framtida konsumtionsnivåer kan påverkas av stora industriella satsningar, såsom LKAB:s vätgasbaserade järnsvampsproduktion, vars konkurrenskraft och genomförbarhet kan få betydande effekter på elbehovet.

I studien analyseras sex olika lastkategorier, där varje kategori har unika egenskaper och flexibilitetsmöjligheter, vilka beskrivs närmre i Tabell 3. Förbrukningsscenarierna har utvecklats baserat på den senaste långsiktiga marknadsanalysen som genomförts av Svenska Kraftnät[18]. De optimistiska och konservativa scenarierna härleds från “Elektrifiering Förnybart” respektive “Elektrifiering Planerbart”. Referensscenariot definieras som medelvärdet av dessa optimistiska och konservativa prognoser. För att bättre överensstämma med de senaste svenska energipolitiska målet[19], har den slutliga årliga efterfrågan justerats så att referensscenariot uppgår till **300 TWh,** det optimistiska scenariot till **350 TWh** och det konservativa scenariot till **250 TWh.**

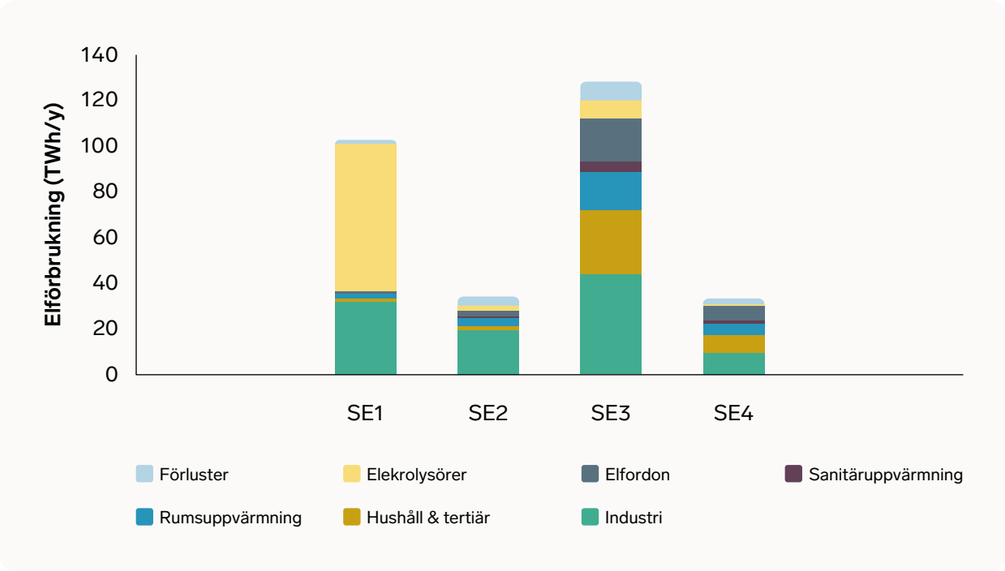
Figur 7, Figur 8 och Figur 9 presenterar alla ingångsvärden för de antagna förbrukningsscenarierna i studien. Det är viktigt att poängtera att även om det centrala förbrukningsscenariot uppgår till 300 TWh så antas det inkludera nätförluster på 17 TWh. Detta innebär att ett elbehov på endast 283 TWh tillgodoses och det saknas 17 TWh för att strikt uppfylla det energipolitiska målet om 300 TWh.

Figur 7. Antagen utveckling för förbrukning i referensscenariot från 2023 till 2050 uppdelat per lastkategori.

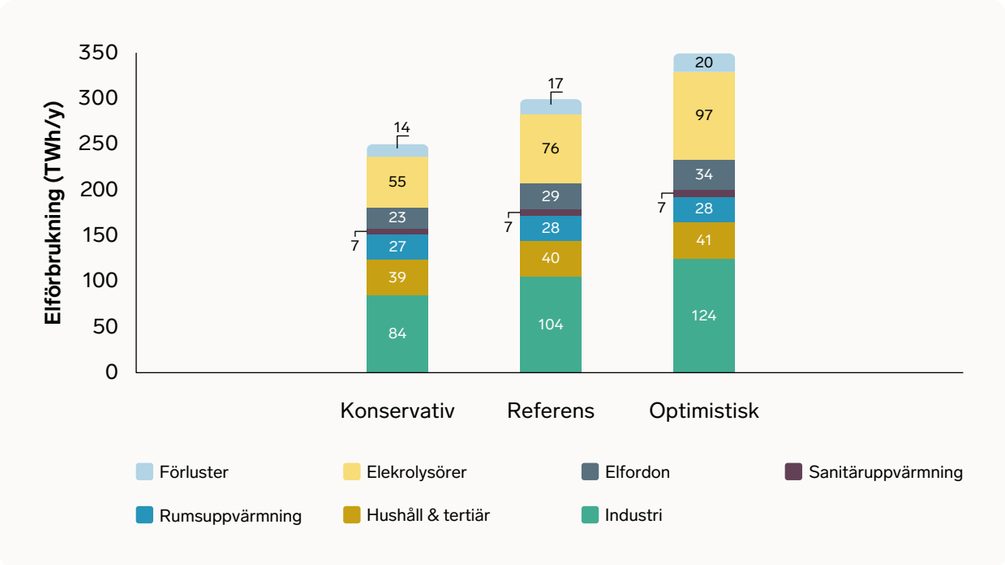


14. Supplemental Material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study.
15. Quantified Carbon (2023), Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy.
16. Quantified Carbon (2023), Nordic Power Systems for a Competitive and Sustainable Economy.
17. Regeringen (2023), Förslag om nya energipolitiska mål.
18. Svenska Kraftnät (2024), Långsiktig Marknadsanalys.
19. Regeringen (2023), Förslag om nya energipolitiska mål.

Figur 8. Årsförbrukning i referensscenariot på 300 TWh uppdelat per elområde och lastkategori.



Figur 9. Årsförbrukning uppdelat per lastkategori för Sverige i de olika scenarierna.



3.1.2 Flexibilitet

För att undersöka möjligheter till flexibilitet delas förbrukningen in i två huvudtyper.

Flexibilitet genom lastförskjutning (efterfrågeflexibilitet):

Vissa typer av elanvändning kan flyttas i tid utan att påverka funktionaliteten. Detta möjliggör en bättre matchning mellan elförbrukning och tillgång på el, exempelvis genom att ladda elbilar när elpriset är lågt eller justera uppvärmningssystem efter elproduktionens variationer. Lastförskjutning definieras av:

- Andel av efterfrågan som kan flyttas – Den del av elanvändningen som kan skjutas framåt eller bakåt i tiden utan större konsekvenser, såsom elbilsladdning eller tidsflexibla industriprocesser.
- Maximal momentan förbrukning – Den högsta nivå av flexibel elförbrukning som kan uppstå vid ett givet tillfälle, vilket begränsas av tekniska och infrastrukturella faktorer.
- Tidsfönster för lastförskjutning – Hur många timmar förbrukningen kan flyttas inom en viss period utan att påverka verksamheten, till exempel vid optimering av värmelagring eller industriella batchprocesser.

Flexibilitet genom förbrukningsreduktion (betald bortkoppling av last)

Vid höga elpriser kan vissa verksamheter tillfälligt minska sin elförbrukning för att undvika höga kostnader och bidra till systembalansen. Denna flexibilitet styrs av:

- Andel av efterfrågan som kan reduceras – Den del av elanvändningen som kan minskas under kortare perioder, exempelvis genom att pausa industriella processer med inbyggda buffertar eller minska uppvärmning under korta pristoppar.
- Priskänslighet – Förbrukningsreduktion aktiveras när elpriserna överstiger vissa tröskelvärden, vilket gör att aktörer väljer att minska sin efterfrågan för att undvika höga kostnader.

Antaganden gällande flexibilitet uppdelat per lastkategori presenteras i Tabell 3 och Tabell 4.

Tabell 3. Beskrivning av lastkategorier och antagen flexibilitet. För detaljer se Supplemental Material[20] till artikeln.

Kategori	Beskrivning	Efterfrågeflexibilitet (skiftbar)	Reducerbar flexibilitet (betald bortkoppling)
Hushåll & tertiär	Representerar hushåll och tertiär verksamhet (administration, butiker, kontor, utbildning), men potentiellt även andra sektorer såsom jordbruk och byggsektor. Efterfrågetillväxt antas motsvara energieffektiviseringsåtgärder. Dygns- och veckoprofil baserad på observerade förbruknings-data per land.	Efterfrågeflexibilitet möjliggörs främst genom smarta apparater och lagringslösningar i hemmen, typiskt batterier. Användningen beror i hög grad på incitament, här antaget till 5 %. Flexibla laster kan skjutas upp inom ett 4-timmars tidsfönster.	Upp till 10 % av efterfrågan kan minskas under belastningstoppar (vid 1000 €/MWh), förutsatt aktivt deltagande i efterfråge-responsprogram och dynamisk prissättning.
Elfordon (EV)	Representerar efterfrågan från elbilar (exklusive tåg och godstransporter). Efterfråge-profilen kombinerar olika typer av elbilsanvändare med varie-rande flexibilitet. Lätta fordon laddas ungefär 1 gång/vecka, medeltunga dagligen och tunga fordon flera gånger per dag (med begränsad flexibilitet).	EV-laddning är anpassad för att passa nätets kapacitet och möjliggör justeringar i laddningstider för att balansera elproduktion och efterfrågan. Ett dagligt flexibilitetsfönster på upp till 24 timmar antas, vilket speglar en samlad mix av användarbeteenden.	Ingen reducerbar flexibilitet antas för elbilar, vilket speglar behovet av kontinuerlig laddning för att upprätthålla transporttillförlitlighet och användarnöjdhet.
Rums-uppvärmning	Representerar efterfrågan för värmepumpar och elektrisk uppvärmning med en väder-beroende förbrukningsprofil.	Möjlighet att minska efter-frågan med upp till 10 % vid belastningstoppar (1000 €/MWh) för att balansera nätet utan att kompromissa med grundläggande tjänster.	
Industri	Representerar efterfrågan från industriella sektorer såsom tillverkning, kemi, stål, aluminium och glas. Datacenter ingår också. Har en jämn förbrukningsprofil.	Industriell efterfrågeflexibilitet är uppskattad utifrån FfE:s studie av tysk industri. En 20 % flexibel andel antas, där efterfrågan kan minskas till 80 % av maximal last och skjutas upp inom ett 12-timmars tidsfönster.	Betald bortkopplad last är begränsad till 5 % (vid 1000 €/MWh) för att minimera störningar i verksamheten.
Elektrolysörer	Representerar vätgasproduktion för efterfrågan utanför elsektorn, exklusive elproduktion med vätgasturbiner. Har en jämn förbrukningsprofil.	Elektrolysörflexibilitet bygger på en utbyggnad av vätgasinfra-struktur (inklusive rörledningar och lagring) med start 2035. Flexibiliteten ökar gradvis i takt med att elektrolysörer integreras i systemet och en överkapacitet på 20 % antas, tillsammans med en ökad flexibel andel upp till 80 % och en lagringskapacitet på 12 dagar år 2050.	Betald bortkopplad last sker inom ett prisintervall på (~[2, 5] €/kg H_2), men denna känslighet minskar när lagrings-kapaciteten byggs ut.

20. Supplemental Material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study.

Tabell 4. Andel av total förbrukning som nyttjar efterfrågeflexibilitet i procent uppdelad per lastkategori.

Kategori	Optimistisk	Referens	Konservativ
Hushåll & tertiär	20	5	0
Elfordon (EV)	80	50	20
Rumsuppvärmning	90	50	10
Sanitetsuppvärmning	90	50	10
Industri	40	20	0
Elektrolysörer	100	80	60

3.2 Teknikkostnader

Kostnadsantaganden baseras på en grundlig analys som baseras på en litteraturstudie av flera referenser och presenteras i Supplemental Material[21] till artikeln, vilken även innehåller en beskrivning av metodiken bakom beräkningen av levelised cost of electricity (LCOE). Övergripande finansiella antaganden inkluderar kalkylränta (representerad av Weighted Average Cost of Capital, WACC), en parameter som varierar mellan olika känslighetsanalyser: referens (6 %), optimistisk (4 %) och konservativ (8 %). För att ta hänsyn till den finansiella dynamik som är inneboende i ett projekts byggnadsfas inkluderar vi en räntesats motsvarande hälften av WACC under byggnadsperioden som ett påslag på den totala kapitalinvesteringen. Återbetalningstiden för kapital, ekonomisk livslängd, är enhetligt satta till två tredjedelar av den tekniska livslängden för alla teknologier, som en åtgärd för att undvika behovet av reinvestering. Alla monetära värden är angivna i reala termer, specifikt i euro (€) för kalenderåret 2023. Som referens kan en växelkurs till SEK 2023 om 11.5 kr/€ användas.

Kostnadsantaganden för primära tekniker, land- (Wind onshore) och havsvindkraft (Wind offshore), solkraft (solar PV), kärnkraft (Nuclear) och naturgasdrivna gasturbiner (Gas OC) presenteras i Tabell 5. Beräknade värden för LCOE inkluderas i Tabell 6. Värt att notera är att kärnkraft i ”Base” har en kostnad motsvarande ungefär 85 öre/kWh, att jämföra med de 80 öre/kWh som kärnkraftsutredningen föreslagit[22].

21. Supplemental Material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study.
22. Finansdepartementet (2023), Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft.

Tabell 5. Kostnadsantagande för nybyggnation av primära tekniker för referensvärden. Om tillämpligt anges antaganden i den optimistiska och konservativa känsligheten inom parentes.

	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar PV	Nuclear	Gas OC
WACC (%)	6.0 [4.0, 8.0]	6.0 [4.0, 8.0]	6.0 [4.0, 8.0]	6.0 [4.0, 8.0]	6.0 [4.0, 8.0]
Byggtid (y)	1.0 [1.0, 2.0]	1.0 [1.0, 2.0]	0.5 [0.5, 1.0]	5.0 [3.0, 7.0]	2.0
Ekonomisk livslängd (y)	20	20	23	40	15
Overnight cost (€/kW)	1050 [900, 1200]	2200 [1900, 2700]	500 [375, 625]	5500 [4000, 7000]	640
Fasta OM (€/kW/yr)	25 [20, 30]	60 [55, 65]	10	70	10
Variabla OM (€/MWh)	-	-	-	7	5
Bränsle (€/MWh)[23]	-	-	-	4.9	233
Kapacitets-faktor (%)[24]	38	41	11	90	5

Det är relevant att belysa att över de olika scenarierna så utforskas ett brett spann för olika investerings- och driftkostnader som beräknade LCOE i Tabell 6 demonstrerar. Hur som helst så utvecklas marknaden men även kunskapen för nya tekniker hela tiden vilket ständigt resulterar i mer tillförlitliga projektioner för kostnadsutveckling. Exempelvis belyser följande insikter kring elektrolysörer att kostnader förmodligen har signifikant överskattats[25].

23. Representerar bränslekostnader per MWh genererad elektricitet. Värdena inkluderar kostnader för direkta och indirekta utsläpp baserat på en projektion för ett CO_2-pris med ett värde på 263 €/tCO_2.
24. Värden innan modellresultaten som ett genomsnitt av 33 väderår. Tar inte hänsyn till ekonomisk och nätrelaterad teknisk nedreglering. För termiska kraftverk med hög marginalkostnad representerar detta en uppskattning.
25. https://www.linkedin.com/pulse/difference-between-hydrogen-visions-reality-values-visa-siekkinen-dnpjf/

Tabell 6. Beräknade ”levelised cost of electricity” för ingångsvärden och primära tekniker för scenarier där kostnad varieras. Beaktar endast elmarknaden, t.ex. intäkter från kärnkraft genom försäljning av värme beaktas inte.

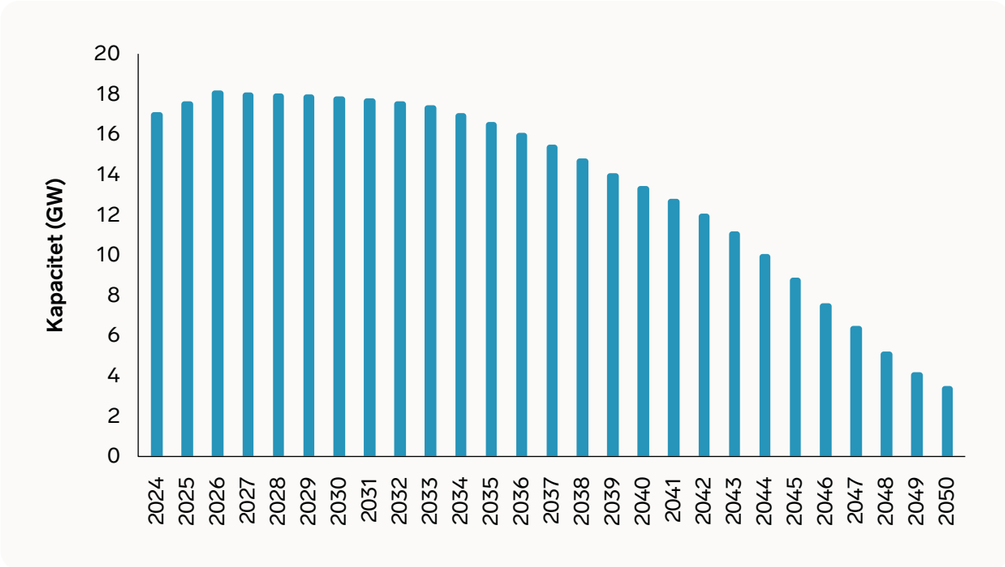
	Scenario	Wind Onshore	Wind Offshore	Solar PV	Nuclear	Gas OC
LCOE (€/MWh)	All ++, Nucl. All ++	26	55	37	48	400
	VRE Stor. ++, Nucl. ++, Offshore ++	30	63	42	58	420
	Base, Land ++, Land --, Flex ++, Flex --, Demand ++, Demand --	36	72	53	74	420
	VRE Stor. --, Nucl. --	42	88	64	93	420
	All --	49	100	75	120	450

3.3 Vindkraftsexpansion

Dagens installerade kapacitet för landbaserad vindkraft i Sverige uppgår till 17.1 GW (slutet av år 2024)[26] medan årsproduktionen låg på 40.8 TWh år 2024[27]. En uppskattad utveckling för den existerande landbaserade vindkraften presenteras i Figur 10. När vi tittar fram mot år 2050 som är fokus i den här studien, så har sannolikt en majoritet av dagens vindkraft pensionerats (med antagande om 25 års livslängd). Mot denna bakgrund utgår modelloptimeringen i denna studie från att all existerande vindkraft behöver bytas ut, det utförs alltså en så kallad greenfield expansion för landvinden.

26. Svensk Vindenergi (2024), Statistik och prognos, fjärde kvartalet 2024.
27. SCB (2025), Elproduktion efter produktionsslag 2024.

Figur 10. Uppskattad utveckling av den svenska landbaserade vindkraftsflottan. Fram till och med 2026 inkluderas projekt i pipeline och därefter pensioneras parker baserat på driftstart och estimerad livslängd.



Den aktuella studien använder elområdesspecifika maximala expansionsgränser för landbaserad vind för att återspegla begräsningar associerade med landområdeskonflikter, ett ämne som beskrivs på djupet i föregående studie[28]. Detta innebär att det i expansionsoptimeringen ansätts strikta villkor som begränsar utbyggnaden av landvind. Dessa antaganden, vilka presenteras i Figur 11, baseras på Svenska Kraftnäts (SvK) långsiktiga marknadsanalys (LMA) som publicerades 2024[29], och scenarierna Elektrifiering Förnybart (EF) och Elektrifiering Planerbart (EP) för år 2045, men har även delvis justerats efter QC:s egen analys. Figur 11 visar den totalt maximala årliga elproduktionen för de optimistiska, referens- och konservativa scenarierna och jämför detta med referensdata från SvK. Expansionsgränsen för havsbaserad vindkraft sattes till 5100 MW i budområde SE1, och har därför specifikt baserats på den maximala expansionen enligt referensdata från SvK. I anslutning till de övriga budområdena SE2, SE3 och SE4 finns en mycket stor potential för expansion av havsbaserad vindkraft relativt efterfrågetillväxten. Därför sattes ingen övre gräns för havsbaserad vindkraft i SE2, SE3 och SE4. Dessa antaganden beaktar alltså inte de flertal projekt runt SE3 och SE4 som nyligen fått avslag[30].

Vidare så utgör antagandena i referensfallet med en total årsproduktion på 111 TWh en ökning jämfört med 80 TWh i föregående studie[31].

28. Qvist Consulting Ltd (2022), Scenarioanalys 290 TWh.
29. Svenska Kraftnät (2024), Långsiktig Marknadsanalys.
30. Regeringskansliet (2024), Avslag på 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön.
31. Qvist Consulting Ltd (2022), Scenarioanalys 290 TWh.

Figur 11. Total uppskattad maximal årlig elproduktion från landbaserad vindkraft, härledd från installerad kapacitet och en genomsnittlig kapacitetsfaktor på 0,38, för de känslighetsanalyser som används i denna studie (översta tre raderna) jämfört med scenarierna i SvK LMA 2024[32]. Installerad kapacitet för hela Sverige anges med texten efter varje stapel.

32. Svenska Kraftnät (2024), Långsiktig Marknadsanalys.

3.4 Toppkraftverk

I modellen har vi antagit att den nuvarande flottan av biobränsledrivna kraftvärmeverk underhålls och återinvesteras för att bibehålla sin nuvarande produktionskapacitet. Däremot har vi inte inkluderat någon ytterligare utbyggnad av biomassa- eller biogasbaserade kraftverk. Denna begränsning grundar sig på driftmönstret som observerades i modellen där biobränslebaserade anläggningar ofta fungerade som toppkraftverk, vilket inte bedöms vara realistiskt på grund av bränslerelaterade begränsningar.

Även om det tekniskt sett är möjligt att lagra flera TWh biogas för att driva kraftverk under längre perioder, är detta osannolikt av flera skäl. För det första är biogasproduktionen kontinuerlig, vilket innebär att den inte naturligt matchar driften av toppkraftverk, som endast används under korta perioder, exempelvis en vecka per år. För det andra skulle omfattande infrastrukturinvesteringar krävas för att möjliggöra en sådan lagringskapacitet. Biogas är dessutom en begränsad resurs, där efterfrågan från andra industrier redan idag är hög[33].

Alternativa biobränslen skulle kunna komplettera biogas i kraftverk, men deras tillgänglighet och kostnad utgör viktiga faktorer att beakta. En avgörande skillnad jämfört med dagens kraftvärmeverk är att dessa ofta har en mer kontinuerlig drift, vilket möjliggör en effektivare användning av biobränslen utan behov av stora lagerresurser. Kondenskraftverk kräver dessutom större kapitalinvesteringar, vilket gör dem mindre ekonomiskt attraktiva för drift med lågt antal produktionstimmar.

Sammanfattningsvis fyller toppkraftverk en viktig funktion i ett kraftsystem genom att säkerställa leveranssäkerhet under perioder av hög efterfrågan och låg produktion från variabel förnybar energi. I denna studie drivs toppkraftverken fullt ut av naturgas då det är mest kostnadseffektivt, förutom i scenarier “No Fossil” där de inte tillåts. I dessa scenarier kan vätgasturbiner med lager med betydligt högre kostnader än de som körs på naturgas (trots väldigt höga CO_2 priser), konkurrera om installerad kapacitet för att tillgodose energi under perioder av hög efterfrågan.

3.5 Modellkonfiguration, begränsningar och exogena antaganden

Studien har följande modellkonfiguration, begränsningar och exogena antaganden:

Fokus på ett förbrukningsscenario:

Studien har ett fokus nära kopplat till regeringens planeringsmål om en årsförbrukning på 300 TWh. Variationer i scenarier på 250 TWh respektive 350 TWh undersöks endast i en begynnande känslighetsanalys.

33. Industrins Biogaskommission (2024), Hur ökar vi produktionen av biogas i Sverige?

Vätgas:

- Modelloptimeringen inkluderar möjligheten att bygga gasturbinanläggningar drivna med vätgas. Gasturbinerna förses med vätgas från ett vätgaslager per elområde, och modellen bygger den elektrolyskapacitet som krävs för att producera vätet och fylla lagret.

- Infrastrukturinvesteringar för produktion, överföring och lagring av väte på efterfrågesidan har exkluderats från optimeringen, även om dessa investeringar förväntas vara betydande. För att spegla utvecklingen av ett väteledningsnät har överföringskapaciteten mellan SE1 och SE2 ökat med 5 GW i modellen. Dessa investeringar förväntas främst bäras av konsumenterna (och bör därmed inte inkluderas som en kostnad för elsystemet), men de ger elsystemet en värdefull flexibilitet. I praktiken innebär detta för expansionsoptimeringen att det finns lite incitament att förstärka överföringskapaciteten mellan Sveriges elområden och att elpriser jämnas ut.

- Importerad vätgas från regioner utanför Sverige beaktas ej.

CO_2 utsläpp och pris:

- I denna studie antas ett CO_2-pris på 263 €/ton CO_2 som den främsta drivkraften för koldioxidminskning och utsläppsreduktion. Detta värde krävs för att optimeringen ska nå tillräckligt låga nivåer för utsläpp. Vidare ligger antaget värde nära IEA prognosen som uppskattar ett CO_2-pris på 250 €/ton CO_2 år 2050 för avancerade ekonomier med mål om netto-nollutsläpp[34].

- Samtliga befintliga fossildrivna kraftverk inom det svenska kraftsystemet tas ur drift. Dock kan naturgasdrivna gasturbiner byggas om de är konkurrenskraftiga.

- Modellen tar hänsyn till direkta utsläpp från förbränningen i termiska kraftverk. Indirekta utsläpp integreras i analysen genom att inkludera livscykelutsläpp.

Elnät och handel:

- En fix (konstant) utbyggnad för överföringskapaciteten för internationella förbindelser har antagits i samtliga modelleringsfall enligt ENTSO-E planer.

- Det föroptimerade europeiska kraftsystemet som angränsar till det svenska är inte fullt ut fossilfritt och har en viss mängd naturgasdrivna kraftverk med och utan CCS. Detta anses realistiskt och möjliggör för det optimerade svenska kraftsystemet att importera planerbar kraft till viss del. Se även avsnitt 2.3.

34. IEA (2022), World Energy Outlook 2022.

- Förstärkning av överföringskapacitet mellan de svenska elområdena är del av optimeringen. Detta innebär att om modellen ser det kostnadseffektivt så kan överföringskapaciteten mellan Sveriges elområde utökas enligt kostnadsantaganden i supplemental material till artikeln[35].

- Endast överföringar mellan elområden inkluderas. Det innebär att en mer granulär modellering av det svenska elnätet som inkluderar stamnätsledningar eller region och lokalnät beaktas ej.

- Återinvesteringar för att bibehålla det svenska stamnätet (220 kV och 400 kV) med den befintliga överföringskapaciteten mellan de svenska elområdena och internationella anslutningar antas ske i samtliga modelleringsfall. Kostnaderna för detta har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna.

- Återinvesteringar och nya investeringar för att upprätthålla och expandera de befintliga svenska regionala och lokala distributionsnäten antas också genomföras i alla modelleringsscenarier. Kostnaderna för dessa har därför exkluderats från optimeringsberäkningarna.

- Totalt inkluderar alla scenarier investeringar på minst 50 miljarder € i det svenska elnätet på alla nivåer under perioden 2022–2050.

Efterfrågeflexibilitet:

- Antaganden för efterfrågeflexibilitet görs exogent enligt vad som beskrivs i avsnitt 3.1.2.

- Kostnader för att uppnå efterfrågeflexibilitet, det vill säga, att bygga infrastruktur eller möjliggöra tekniska lösningar, ingår inte i de totala systemkostnaderna. Istället förväntas dessa kostnader att bäras av konsumenter som bygger utvecklingen av flexibiltet kring sin egen affär.

Existerande produktionskapacitet och expansion:

- Den befintliga svenska vattenkraften, som huvudsakligen byggdes under 1950–80-talet, antas fortsätta vara i drift i samtliga modelleringsscenarier med samma installerad kapacitet som idag. Moderniseringsinvesteringar kommer att krävas för många hundra större vattenkraftverk och dammar under en lång tidsperiod, från början av 2030-talet och långt in på 2060-talet. De totala kostnaderna för detta, tillsammans med fasta drift- och underhållskostnader, är beräknade som en annuitet och ligger utanför optimeringsanalysen, uppgår till cirka 1,3 miljarder euro för Sverige[36].

35. Supplemental Material: Robust capacity expansion planning in hydro-dominated power systems: A Nordic case study.
36. Qvist Consulting Ltd (2020), Teknisk underlagsrapport.

- Sveriges befintliga kraftvärmeverk antas fortsätta att vara i drift med reinvesteringar för att bibehålla den nuvarande installerade produktionskapaciteten, med en genomsnittlig årlig elproduktion på cirka 7 TWh genom alla modelleringsscenarier. De termiska kraftverken har dock exkluderats i expansionsoptimeringen, och tillhörande reinvesteringskostnader har inte beaktats.

- Pumpkraftverk och avskiljning och lagring av koldioxid är tekniker som inte beaktas eftersom de antas ha begränsade utbyggnadsmöjligheter.

- Hänsyn till icke-tekniska markanvändningsbegränsningar, såsom lokal opposition mot stora projekt, har endast beaktats i scenariovariation för expansionen av landbaserad vindkraft vilken introduceras i avsnitt 3.3.

- Begränsad hänsyn har också tagits till faktorer som utveckling, placering, tillståndsgivning och andra planerings- eller leveranskedjeaspekter som kan påverka årliga utbyggnadstakter.

Långsiktigt fokus – begränsade insikter i vägberoende

- Modelleringen utförs endast för modellår 2050 och tar inte vägberoende, det vill säga olika vägar som kraftsystemet kan utvecklas från idag fram till 2050, i beaktande.

Kapacitets- och frekvensreserver:

- Kapacitetsmarknad som exempelvis ger incitament för att bistå med installerad kapacitet för att hantera bristsituationer har inte inkluderats explicit i modelleringen. Genom att kraftsystemen simulerats över 33 väderår så ingår däremot en första utvärdering kring de olika scenariernas förmåga att uppfylla effekt och energibehov, även för extrema vädersituationer.

- Modellen är begränsad till en energy-only-marknad med day-ahead-fokus och beaktar endast energiarbitrage, vilket innebär att kortvariga nättjänster som frekvensreglering inte optimeras. Detta kan leda till en underskattning av teknologier som batterier, som har en central roll i sådana tjänster.

Avslutningsvis är det viktigt att understryka att denna analys primärt fokuserar på kraftsystemet inom elmarknaden, och fungerar som en första fas för att ge underlag för vidare utveckling av kraftsystemet. Balanseringstjänster och kortsiktiga marknader har inte tagits med i modellen. Efter denna studie krävs en noggrann analys av det resulterande kraftsystemet som inkluderar frekvensstabilitet, N-1-kriterier, svartstartskapacitet och andra viktiga faktorer. En sådan detaljerad analys ligger dock utanför denna studies omfattning.

4. Modelleringsresultat

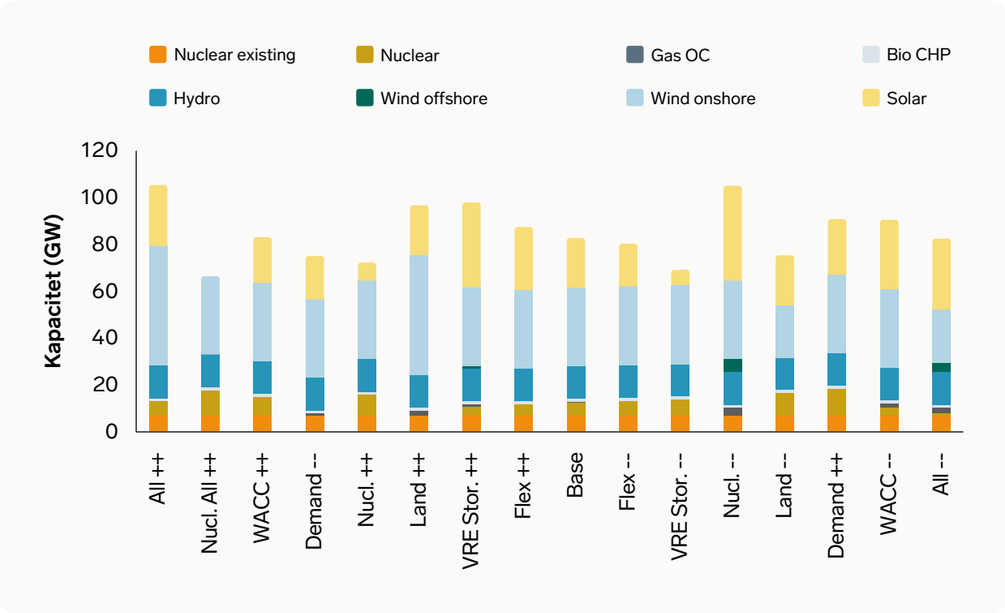
4.1 Parametrisk känslighetsanalys

En parametrisk känslighetsanalys har utförts baserat på de scenarier och parametervariationer som presenteras i Tabell 2. Resultat som presenteras här härstammar ur GenX modellkörningar för investeringsoptimering applicerat på referensväderåret 1991. Resultaten fyller syftet att identifiera vilka parametrar som driver förändringar i kraftsystemdesign samt konsekvenser för systemkostnader. Teknologineutrala scenarier undersöks i en bredare variation av scenarier i nästa avsnitt medan en mer begränsad samling scenarier analyseras för förnyelsebara scenarier i avsnittet därefter. Notera att i alla efterföljande figurer presenteras scenarierna i en specifik fixerad ordning. Denna ordning är baserad på total systemkostnad med det billigaste scenariot längst till vänster och därefter i stigande ordning till det dyraste längst till höger. Vidare sorteras teknikerna i ordning efter hur de driftas med baslast först (kärnkraft), flexibel gas, Bio CHP och vattenkraft därefter, sedan varierande produktionsslag vind och sol följt av lagertekniker högst upp.

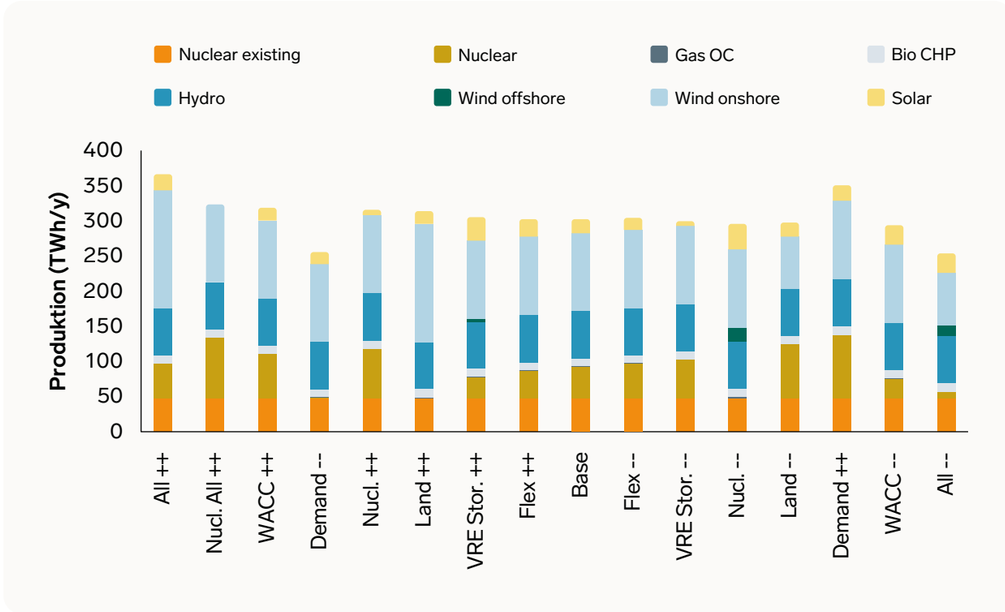
4.1.1 Teknologineutral

Installerad kapacitet och årsproduktion över de teknikneutrala scenarierna presenteras i Figur 12 respektive Figur 13. Figur 14 presenterar installerad kapacitet för endast en begränsad uppsättning tekniker med syfte att tydliggöra konkurrensen mellan ny kärnkraft med kombinationen av havsbaserad vindkraft och gasturbiner.

Figur 12. Installerad kapacitet (GW) uppdelad på teknik för teknikneutrala scenarier i stigande ordning med avseende på förbrukningsnormaliserad total systemkostnad.



Figur 13. Årlig produktion (TWh) uppdelad per teknik för teknikneutrala känslighetsscenarier i stigande ordning med avseende på förbrukningsnormaliserad total systemkostnad.



Nedan följer en översikt av resultaten för olika tekniker i scenarierna. Så här ser resultat ut för scenarierna från ett teknikperspektiv:

- Värdet av den **existerande kärnkraften** framkommer som ett genomgående resultat, vars återinvestering för drifttidsförlängning är inkluderat i investeringsoptimeringen och realiseras i alla scenarier där den tillåts.
- Därefter ser vi **landbaserad vind** som får en tydlig roll i alla scenarier. Landvindens kostnadseffektivitet återspeglas i att dess utbyggnad når sina maximala expansionsgränser i alla svenska elområden och i alla scenarier förutom ett, ”Nucl. All ++”.
- **Solkraft** utgör en relativt begränsad andel på runt 5 % av årsproduktionen och på drygt 20 GW installerad kapacitet men likväl en signifikant sådan i alla scenarier förutom ”Nucl. All ++”. Som tidigare studier även kommit fram till så beror den begränsade expansionen på en relativt låg årsproduktion på Sveriges breddgrader samt litet kapacitetsbidrag då det behövs mest under kalla vinterkvällar.

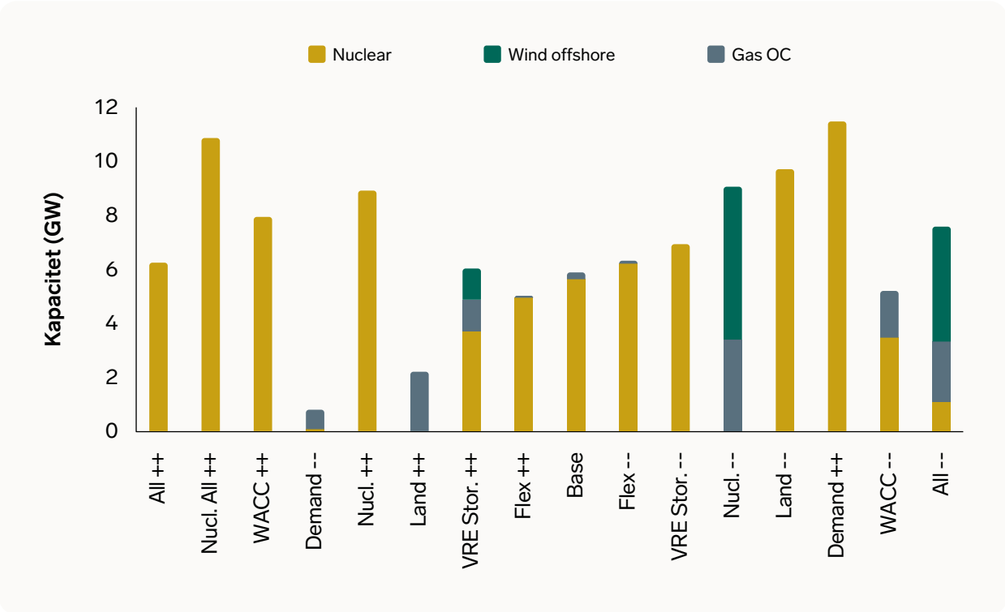
- När **ny kärnkraft** byggs så spänner den installerade kapaciteten ett utfallsrum från cirka 2 GW till drygt 11 GW. I scenarierna ”Demand --”, “Land ++” samt ”Nucl. --” byggs ingen ny kärnkraft.

- **Havsbaserad vindkraft:** under de förutsättningar som gäller i scenarierna ”VRE Stor. ++”, ”Nucl. --” samt ”All --” visar den sig konkurrenskraftig och byggs ut

- Det byggs en marginell kapacitet **naturgasdrivna gasturbiner** i de mittersta scenarierna (”Flex ++”, ”Base”, och ”Flex --”) medan störst utbyggnad erhålls i ”Nucl. --” scenariot med 3.4 GW. Från ”Demand --” till “Land ++”, vidare till ”WACC --” och ”All --” byggs det från 800 MW till 2 GW.

- Inga **batterilager** byggs i något scenario, eftersom modellen enbart analyserar energy-only-marknaden på day-ahead-nivå, där gaskraft och efterfrågeflexibilitet är billigare alternativ för arbitrage. För att hantera variationer i vindkraft krävs långt uthålligare lagrings-lösningar än batterier. Dessutom antas en signifikant del av efterfrågeflexibiliteten för hushåll och tertiär sektor komma från batterier bakom elmätaren, vilket minskar behovet av separata batterilager.

Figur 14. Installerad kapacitet (GW) för tekniker, havsbaserad vind, fossilbaserade öppen cykel gastur-binkraftverk och ny kärnkraft för teknikneutrala känslighetsscenarier i stigande ordning med avseende på förbrukningsnormaliserad total systemkostnad.



Om vi istället fördjupar oss i känslighetsvariationen för de olika parametrarna, med stöd i Figur 14, så kan följande observationer göras:

Efterfrågeflexibilitet (”Flex ++” och ”Flex --”):

- Som väntat bygger modellen mer planerbar produktion i scenariot ”Flex --” än i ”Base”, och på samma sätt byggs mindre planerbar produktion i ”Flex ++” än i base. Detta för att det krävs olika mycket planerbar produktion för att täcka behovet varje timme om det finns tillgång till olika mycket flex.

- Skillnaden i total systemkostnad mellan scenarierna ”Flex --”, ”Base” och ”Flex ++” är dock relativt liten, vilket visar att tillgången till förbrukarflex inte behöver vara en avgörande faktor om man kan kompensera med olika nivåer av planerbar produktion.

Begränsningar i ytanspråk (“Land ++” och ”Land --”):

- Restriktioner på utbyggnad för landbaserad vind har stor påverkan på hur mycket ny kärnkraft som modellen ser kostnadseffektiv.

- Störst utbyggnad av landbaserad vind i “Land ++” (årsproduktion på 168 TWh) uppvisar ingen ny kärnkraft

- Vid en begränsad utbyggnad i ”Land --” (årsproduktion 74 TWh) ger optimeringen nästan 10 GW ny kärnkraft.

- ”Base” ser en årsproduktion för landbaserad vind på 111 TWh.

- I simulering då begränsningen för maximal expansion för landbaserad vindkraft togs bort uppgick expansionen till 54 GW (se även avsnitt 4.3.2).

Kostnad för ny kärnkraft (”Nucl. All ++”, “Nucl. ++” och ”Nucl. --”):

- Kostnad för ny kärnkraft har kanske störst inverkan på det optimala kraftsystemets beståndsdelar.

- För scenariot “Nucl. ++” med optimistiska antaganden byggs 10.8 GW ny kärnkraft medan konservativa ”Nucl. --” visar ingen utbyggnad alls. I ”Nucl --” byggs istället 5.7 GW havsbaserad vindkraft och 3.4 GW gaskraft.

- Scenariot ”Nucl. All ++” är det enda då landbaserad vind inte byggs ut till sin gräns.

- Resultaten innebär att i spannet 74 €/MWh till 98 €/MWh går ny kärnkraft från en signifikant beståndsdel i den optimala kraftsystemdesignen till att helt bli utesluten. Detta gäller alltså under de förutsättningar som gäller under ”Base” scenariot för referensväderåret 1991, t.ex. med en LCOE på havsbaserad vindkraft på cirka 72 €/MWh.

Kostnad för sol, vind och lager (”VRE Stor. ++” och ”VRE Stor. --”):

- Optimistiska kostnadsantaganden för sol, vind och lager har en inverkan på den optimala kostnadsmixen genom en liten expansion av havsbaserad vind och större expansion av sol på bekostnad av en mindre utbyggnad av ny kärnkraft.

- Noterbart är att i scenariot ”VRE Stor. --” så sker en mycket begränsad förändring i teknikmixen jämfört med ”Base”. Det tyder på att landvind med en LCOE 42 €/MWh fortfarande konkurrerar väl med ny kärnkraft med en LCOE på 74 €/MWh.

- Omvänt så tyder resultatet i scenario ”VRE Stor. ++” att då havsvind når en LCOE på 63 €/MWh kan den konkurrera med ny kärnkraft.

Kalkylränta (”WACC ++” och ”WACC --”):

- Då en lägre kalkylränta på 4 % i ”WACC ++” och en högre kalkylränta på 8% ”WACC --” appliceras över alla kraftslag så observeras ganska begränsade förändringar i den optimala kraftsystemdesignen. Detta kan kopplas till att den relativa skillnaden i teknikkostnader blir för små för att ha stora konsekvenser på optimeringsresultaten.

- Mot bakgrunden att kärnkraft är det mest kapitalintensiva kraftslaget så får den varierande kalkylränta större utslag i expansionen av ny kärnkraft jämfört med andra kraftslag. På motsvarande sätt ökar installerad effekt av gaskraft signifikant för ”WACC —” då den är den minst kapitalintensiva i kombination med ett högre importberoende och högre elpriser som möjliggör dess expansion.

Förbrukningsscenarier (”Demand ++” och ”Demand --”):

- Känsligheten i förbrukningsscenario, som täcker spannet från 250 TWh i ”Demand --” till 350 TWh i ”Demand ++” jämfört med 300 TWh i ”Base”, visar upp en intressant variation.

- Resultaten visar ha stor påverkan på den optimala teknikmixen med ny kärnkraft och havsvind där ingen byggs ut i ”Demand --”.

- I ”Demand ++” uppvisar ny kärnkraft en installerade kapacitet på 11.5 GW som innebär mer än en fördubbling jämfört med ”Base”. Havsvind byggs inte ut i detta scenario.

- Ur ett enkelt perspektiv så kan de stora skillnaderna tillskrivas att modellen ser landvind som den mest konkurrenskraftiga tekniken med kärnkraft därefter. När landvind begränsas blir det naturligt att kärnkraftens expansion tar vid och detta visar sig hända väldigt nära 250 TWh.

- I förlängningen belyser dessa resultat på hur relevant det är att skapa sig en djupare förståelse för framtidens svenska elförbrukning.

Extremscenarier (”All ++” och ”All --”):

- I det optimistiska framtidsscenariot (”All ++”) spelar landbaserad vind och ny kärnkraft huvudrollerna för att möta elbehovet på 350 TWh.

- I det konservativa framtidsscenariot (”All --”) delas en begränsad utbyggnad landvind med havsbaserad vind, gaskraft och ny kärnkraft ökningen av produktion för att nå 250 TWh årsförbrukning. Noterbart är att detta är det enda scenariot då en diversifierad mix som innehåller havsvind, gaskraft och kärnkraft blir kostnadsoptimal. Anledningen till att det sker här är att kostnadsantaganden för teknikerna lägger sig på en nivå som gör att de konkurrerar väldigt nära varandra.

Teknikmixen i det optimala kraftsystemet är som mest känsligt för antaganden i ytanspråk för landvind, kostnad för ny kärnkraft och förbrukningsscenario:

- Begränsningar i utbyggnaden av landbaserad vindkraft påverkar starkt mängden ny kärnkraft som modellen bedömer vara kostnadseffektiv, vilket kan variera från ingen kärnkraftsutbyggnad alls till en fördubbling jämfört med referensscenariot ”Base”. En realistisk syn på utbyggnaden för landvind är därför viktig för att förstå kärnkraftsexpansion.

- Inom ett LCOE-intervall på 74–98 €/MWh kan ny kärnkraft gå från att vara en betydande del av den optimala kraftsystemdesignen till att helt uteslutas som ett alternativ givet övriga antagna kostnader i ”Base” scenariot.

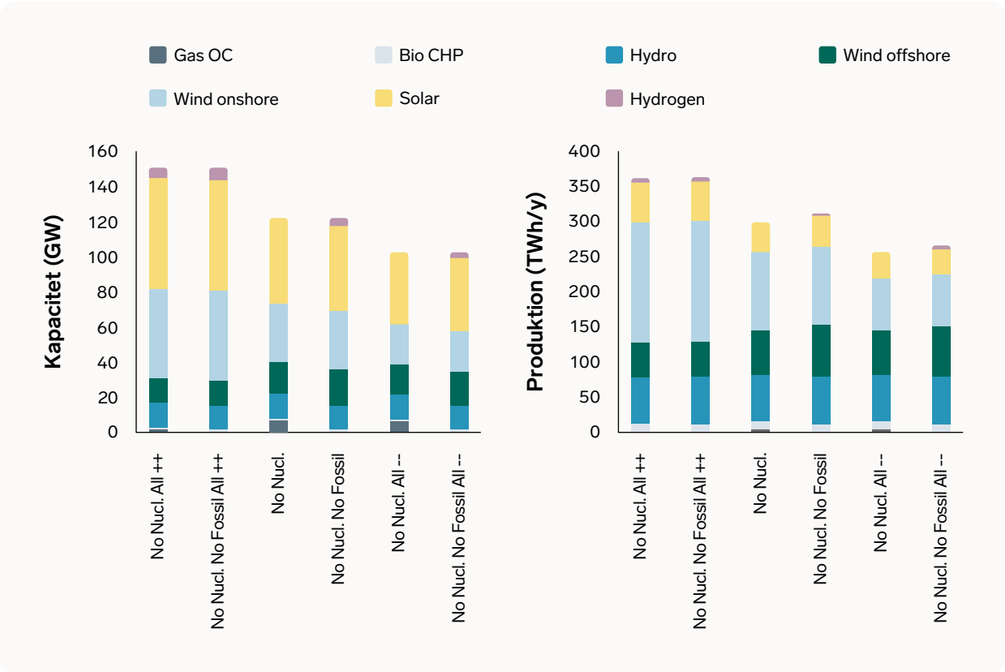
- I ett scenario med en årlig elförbrukning på 250 TWh kan den nödvändiga produktionsökningen tillgodoses helt genom landbaserad vindkraft, medan ett scenario med 350 TWh förbrukning kräver över 11 GW ny kärnkraft för att möta efterfrågan.

- Känslighetsanalysen visar tydligt hur små variationer i dessa nyckelparametrar, beägränsningar i ytanspråk för landvind, kostnad för kärnkraft och förbrukningsscenario kan ha betydande inverkan på kraftsystemets slutliga sammansättning.

4.1.2 Förnybart

Känslighetsanalysen för förnyelsebara scenarier inkluderar två teknikvägar: ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”. Det förstnämnda tillåter ingen kärnkraft, varav det andra tillåter varken kärnkraft eller toppkraftverk som drivs på fossil naturgas. Huvudfokus ligger på de teknikneutrala scenarierna, därför har endast de extrema variationerna ”All ++” och ”All --” inkluderats.

Figur 15. Installerad kapacitet (vänster panel) och årlig produktion (höger panel) uppdelad per teknik för förnyelsebara känslighetsscenarier i stigande ordning med avseende på förbrukningsnormaliserad total systemkostnad.



Installerad kapacitet samt årsproduktion för de förnyelsebara scenarierna presenters i Figur 15. Det som styr variationen mellan de olika scenarierna är i huvudsak den installerade kapaciteten för landbaserad vind som i sin tur når sin maximala utbyggnadsnivå i alla scenarier. Det byggs mellan 15 GW och 20 GW ny havsbaserad vindkraft medan solkraften varierar från 40 GW till drygt 60 GW. De optimistiska scenarierna förlitar sig på vätgasbaserade gasturbiner i högst utsträckning, medan för de scenarier som tillåter fossil gaskraft byggs cirka 2 GW eller 6 GW. Noterbart är att expansionen av vätgasturbiner är nära sammanlänkat med låga kostnader för särskilt elektrolysörer.

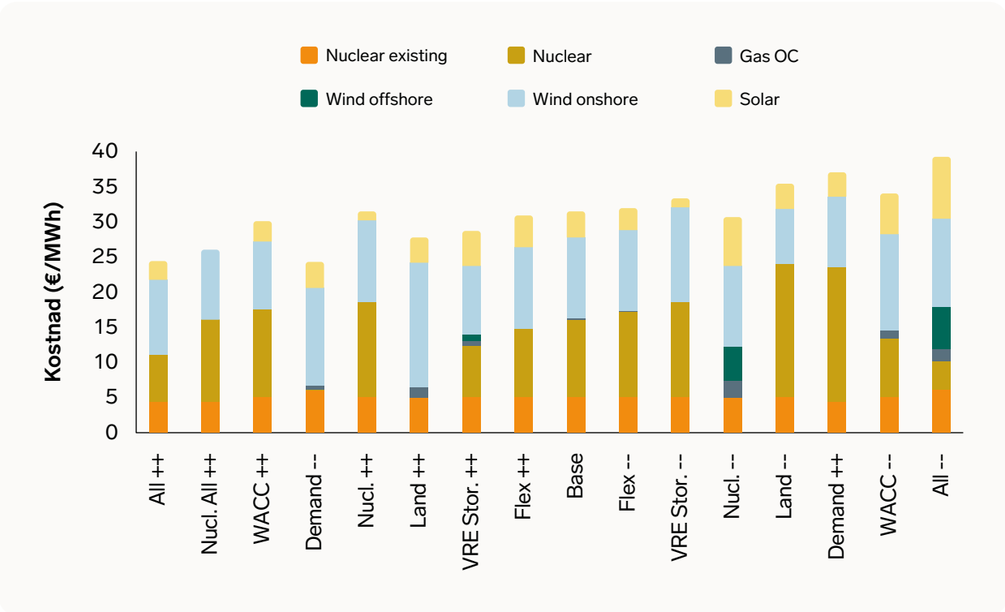
4.1.3 Systemkostnader

Totala systemkostnader har bestämts för alla scenarier som undersökts i den aktuella studien och presenteras enligt teknikbidrag eller kostnadstyper: investeringskostnader, fasta kostnader, rörliga kostnader, importkostnader samt kostnader utanför optimeringen. Dessa kostnader är årliga, ”levelised”, kostnader, vilket innebär att investeringskostnaderna sprids jämnt över teknikens ekonomiska livslängd.

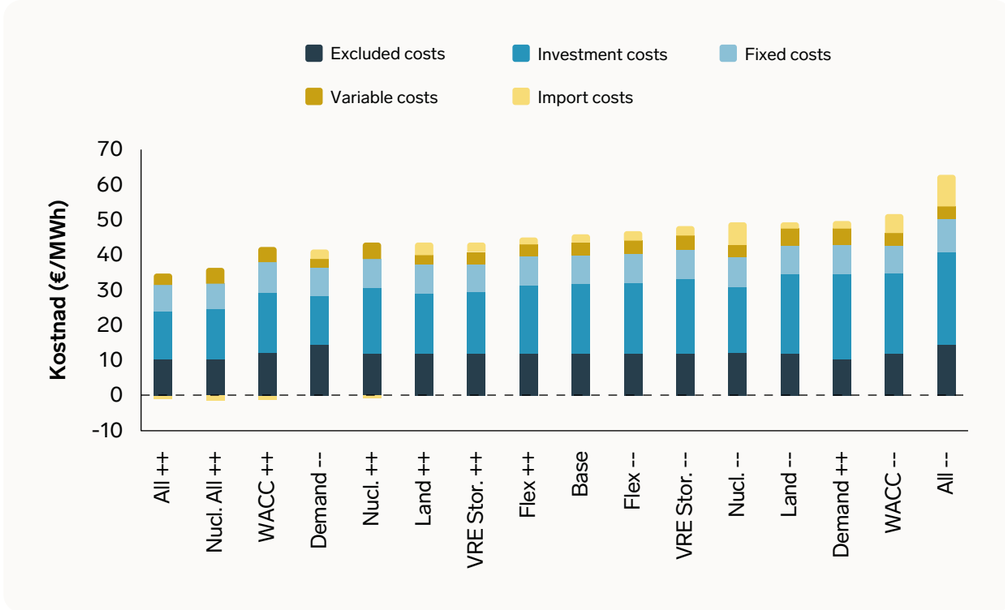
- Rörliga kostnader inkluderar både drifts- och underhållskostnader (O&M) samt bränslekostnader
- Investeringskostnader representerar just investeringskostnader
- Fasta kostnader representerar fasta O&M.
- Kostnader utanför optimering rör primärt återinvestering och underhållskostnader för den befintliga vattenkraften och utvecklingen av nätinfrastruktur.
- Importkostnader relaterar till nettokostnad för import av el på grund av handel med elområden utanför Sverige. För scenarier med nettoexportintäkt uppvisas detta som en negativ post i systemkostnaden.

Noterbart är att inget system ser det kostnadseffektivt att vidare utöka överföringskapacitet mellan de svenska elområdena vilket är bakgrunden till att denna kostnadspost inte inkluderas i figurerna.

Figur 16. Total systemkostnad normaliserad på årsförbrukning uppdelad per teknik för teknikneutrala känslighetsscenarier i stigande ordning med avseende på förbrukningsnormaliserad total systemkostnad. Kostnader för import och kostnader utanför optimeringen är inte inkluderade.



Figur 17. Total systemkostnad normaliserad på årsförbrukning uppdelad per kostnadstyp i stigande ordning.



Den totala systemkostnaden uppdelad per teknik presenteras i Figur 16 medan Figur 17 redovisar samma per kostnadstyp. De presenterade värdena är normaliserade för årsförbrukningen i respektive scenario. Notera att scenarier ”Demand --” och ”All --” har en årsförbrukning på 250 TWh medan ”Demand ++” och ”All ++” har 350 TWh årsförbrukning. Generellt så erhålls lägre normaliserad systemkostnad för system med lägre förbrukning då de i större grad kan luta sig mot den mest kostnadseffektiva expansionen av landbaserad vind. Motsatsen gäller för högförbrukningsscenarierna.

Det är värt att notera den inbyggda dynamiken mellan förbrukning och teknikkostnader i scenarierna “All –” och “All ++”. Lägre kostnader resulterar i en högre simulerad elförbrukning, medan högre kostnader leder till en lägre förbrukning. Detta speglar den grundläggande kopplingen mellan kostnadseffektivitet och systemets storlek – mer kostnadseffektiva energisystem har större sannolikhet att expandera och driva en högre efterfrågan, medan dyrare system begränsar förbrukningens tillväxt.

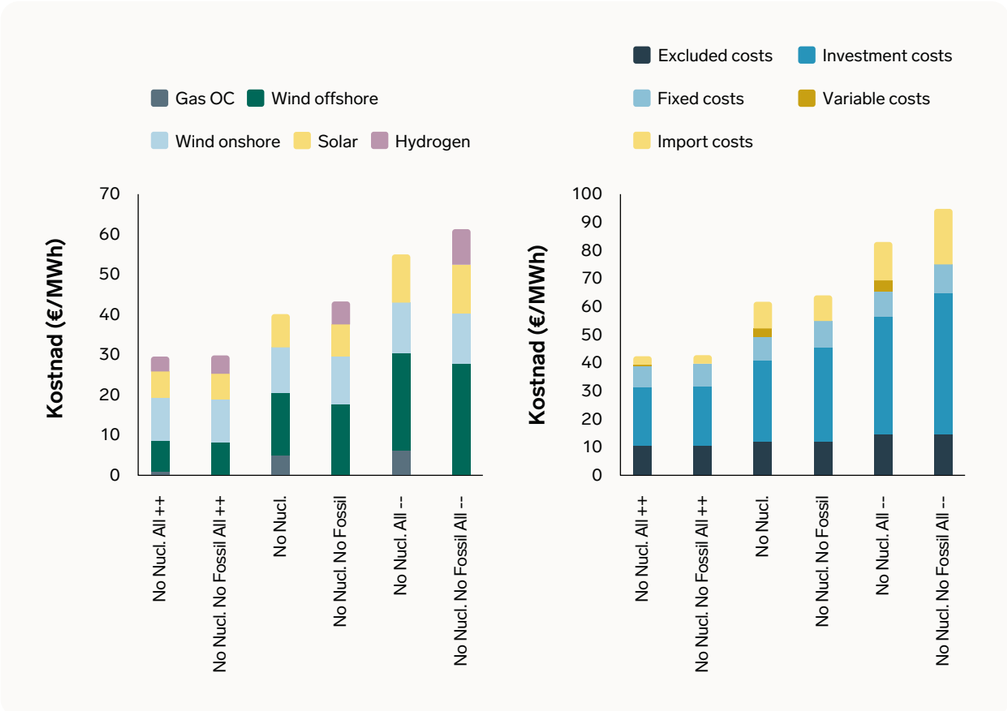
Det går att utläsa en korrelation mellan lägre installerad kapacitet av kärnkraft samt högre investeringskostnader för tekniker för scenarier med en större nettoimportkostnad i Figur 17. Optimeringen hittar den lägsta systemkostnaden för hela modellen, inklusive regioner utanför Sverige. Kapacitetsutbyggnad och driftoptimering sker för resurser i det svenska kraftsystemet, medan resurser i andra regioner endast optimeras med avseende på deras drift. Detta innebär att endast de rörliga kostnaderna och bränslekostnaderna för dessa resurser utanför det svenska kraftsystemet ingår i den målfunktion som minimeras i kraftsystemsoptimeringen.

Scenarier med en högre andel kärnkraft eller lägre investeringskostnader resulterar i en större utbyggnad av produktionskapacitet i det svenska kraftsystemet, vilket ökar exporten och sänker de rörliga kostnaderna samt elpriset i hela modellen. I kontrast till detta nyttjar scenarier med en lägre andel kärnkraft eller högre investeringskostnader en större andel import, istället för att investera i mer produktionskapacitet i det svenska kraftsystemet som ett sätt att minska systemkostnaderna. Förhållandet mellan de rörliga kostnaderna (som främst bestäms av antagna råvarupriser) och investeringskostnaderna för att utöka produktionskapaciteten i det svenska kraftsystemet styr utnyttjandet av handel för att uppnå ett kostnadsoptimalt kraftsystem.

Den totala systemkostnaden i Figur 17 varierar från 34 €/MWh till 63 €/MWh för alla scenarierna. Om de mest extrema scenarierna (”All ++” och ”All --” i Figur 17) exkluderas ligger variationen mellan 41 och 52 €/MWh. Med avseende på det centrala ”Base” scenariot som har en systemkostnad på 46 €/MWh så motsvarar detta variationer av ungefär ±33 % och ±14 % för ”All ++” och ”All --” respektive med de mest extrema scenarierna exkluderad. I det stora hela så är variationen i systemkostnaderna mellan de olika scenarierna begränsad.

Om de resulterande systemkostnaderna begrundas djupare så skulle man kunna säga att den största uppsidan ur ett systemperspektiv fås för det scenario med optimistiska kostnadsantaganden för ny kärnkraft. Motsatt så ses den största nedsidan i scenariot ”WACC --” som reflekterar hög kalkylränta, d.v.s., begränsat stöd för all ny kraftproduktion från ett samhälleligt perspektiv. Upp- och nedsida definieras här som förflyttningen relativt ”Base” till vänster respektive höger i Figur 17.

Figur 18. Total systemkostnad normaliserad på årsförbrukning uppdelad per teknik (vänster panel) och kostnadstyp (höger panel) för förnyelsebara scenarier.



Motsvarande totala systemkostnader för de förnyelsebara scenarierna presenteras i Figur 18. Låt oss gå igenom resultaten i sekventiell ordning från vänster till höger. De optimistiska variationerna ”All ++” uppvisar konkurrenskraftiga totala systemkostnader i paritet med ”Base” för de teknikneutrala scenarierna men cirka 10 €/MWh högre kostnad jämfört med motsvarande optimistiska scenarier. Med referensantaganden i mittenscenarierna, ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”, observeras systemkostnader på en nivå som matchar det mest konservativa antaganden bland de teknikneutrala scenarierna, det vill säga, scenariot ”All --” i Figur 17. Det scenario som inte tillåter fossil gas är aningen dyrare, dvs ”No Nucl. No Fossil” är dyrare än ”No Nucl.”. För de mest konservativa ”All --” förnyelsebara scenarierna ligger systemkostnaderna på nivåer kring 80 €/MWh och 90 €/MWh med respektive utan fossil gas. Noterbart är att svängningen i de extrema scenarierna (”All ++” och ”All --” i Figur 18) jämfört med det centrala (”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”) är ~20 €/MWh för de förnyelsebara scenarierna jämfört med ungefär 15 €/MWh för de teknikneutrala. Dessa resultat styrker fördelen med en teknologineutral energipolicy vilket dragits som slutsats i tidigare studier[37].

Känslighetsanalysen tar med sig följande slutsats:

Begränsad variation i systemkostnader men stora skillnader i teknikmixen:

- Trots en begränsad variation i systemkostnaderna mellan scenarierna i känslighetsanalysen, med undantag för extrema fall, observeras ändå betydande skillnader i teknikmixen. Detta är särskilt intressant ur ett modelleringsperspektiv eftersom det indikerar att optimeringslandskapet är relativt platt. Det framhäver hur enkelt den optimala kraftsystemdesignen kan skifta mellan exempelvis ny kärnkraft, havsbaserad vind och gaskraft, beroende på modellens antaganden.

- Från ett energipolicyperspektiv är det avgörande att förstå dessa begränsningar i optimeringsstudier. Detta understryker vikten av att utmana olika typer av kraftsystem för att få en djupare förståelse för deras långsiktiga prestanda. Den fortsatta analysen av huvudscenarier syftar till att ge en mer nyanserad bild av deras styrkor, svagheter och systempåverkan.

37. Qvist Consulting Ltd (2022), Scenarioanalys 290 TWh.

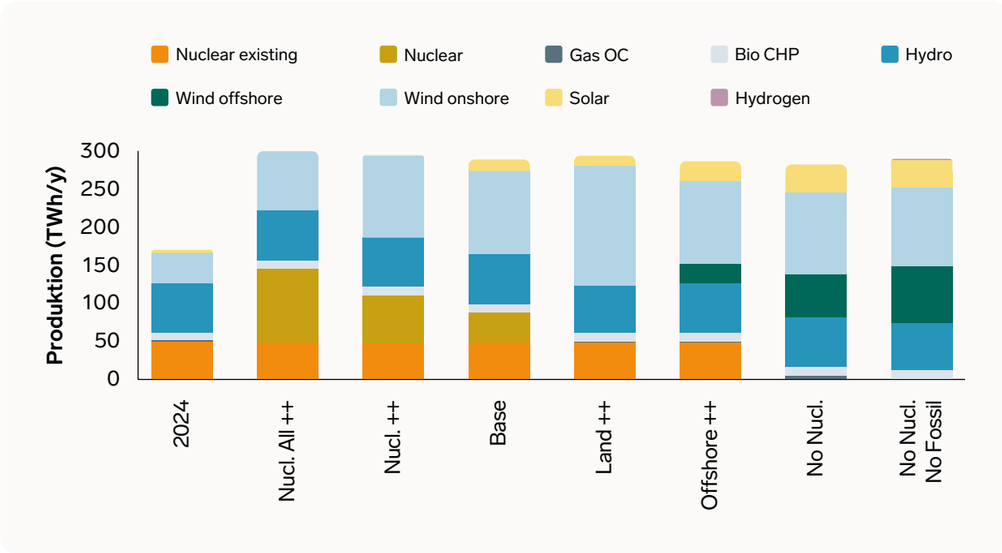
4.2 Huvudscenarier

Känslighetsanalysen i avsnitt 4.1 har undersökt 22 olika scenarier av ett framtida svenskt kraftsystem. Som en huvudslutsats observerades att en begränsad variation i systemkostnader kunde likväl resultera i stora skillnader i teknikmixen. För att bygga vidare analysen till att forma policyrelevanta teknikorienterade rekommendationer, har vi därför tagit fram en uppsättning av sju huvudscenarier att undersöka djupare. Dessa kraftsystem har genomgått en korrigerad expansion i elmarknadsmodellering med cGrid för genomsnitts väderår 1991 och simuleras även för 33 väderår som presenteras i senare avsnitt. Kraftsystemen har valts utifrån bakgrunden att de representerar svenska kraftsystem med olika karakteristik och på så vis ämnar rendera intressanta jämförelser. Dessutom syftar denna gallring även att zooma in på de scenarier som kan antas vara mest realistiska och eller attraktiva.

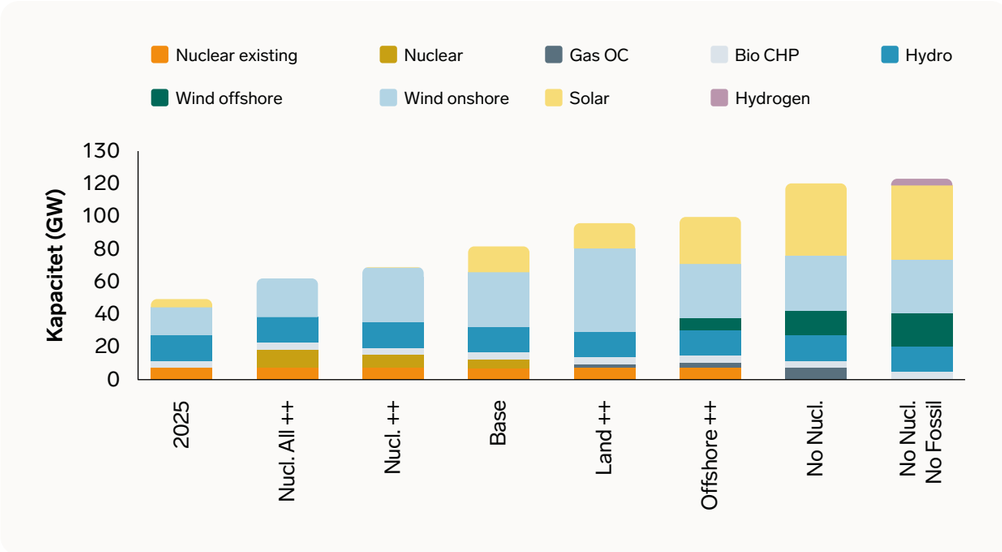
De sju kraftsystemens beståndsdelar presenteras med produktionsmix och kapacitetsmix i Figur 19 respektive Figur 20 tillsammans med en referens för dagens system för år 2024. Från vänster till höger i Figur 19 ser vi att produktionsmixen förändras från att hälften av den svenska årsproduktionen i ”Nucl. All ++” kommer från kärnkraft till system helt utan kärnkraft i ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”. Omvänt, från höger till vänster så rör vi oss från system med 70 % av årsproduktionen från sol och vindkraft till cirka 55 % för ”Land ++” och ”Offshore ++” till runt 40 % för ”Base” och ”Nucl. ++” till ungefär 25 % för ”Nucl. All ++”. En väsentlig skillnad jämfört med 2024 i produktionsmixen sker för vattenkraften som går från dagens nästan 40 % till en nivå runt 20 % för alla scenarier. På motsvarande sätt minskar produktionsandelen från biokraftvärmen. Vidare, för årsproduktionen 2024 antog kärnkraft 29 % medan vind och sol låg på 26 %. Noterbart är att med undantag för ”Nucl. All ++” uppvisar systemen en nettoimport på årsbasis (se även avsnitt 4.4.1).

På en mer detaljerad nivå presenteras installerad kapacitet i de olika elområdena för de sju huvudscenarierna i Figur 21. Ny kärnkraft byggs i högsta grad i SE1 för att täcka delar av den stora tillkommande lasten där. Landbaserad vind byggs till sina expansionsgränser i alla elområden. Då havsvind byggs görs det i SE3 och SE4. Noterbart är att i scenariot ”Offshore ++” förläggs 4.6 GW och 2.5 GW havsbaserad vindkraft i SE3 respektive SE4, vilket i teorin skulle kunna realiseras med icke avslagna projekt på västkusten. Ur ett nät- och anslutningsperspektiv är detta dock sannolikt inte optimalt, då det skulle kräva flera separata anslutningspunkter och omfattande nätförstärkningar för att integrera produktionen på ett effektivt sätt. Däremot så ser scenarier ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil” 15 GW respektive 20 GW installerad kapacitet för havsvind i SE3 och SE4 vilket förmodligen även skulle kräva expansion längs med östkusten längre norrut med koppling mot SE2. Solkraft byggs i största del i SE3. Gasturbiner förläggs i alla zoner förutom i SE2.

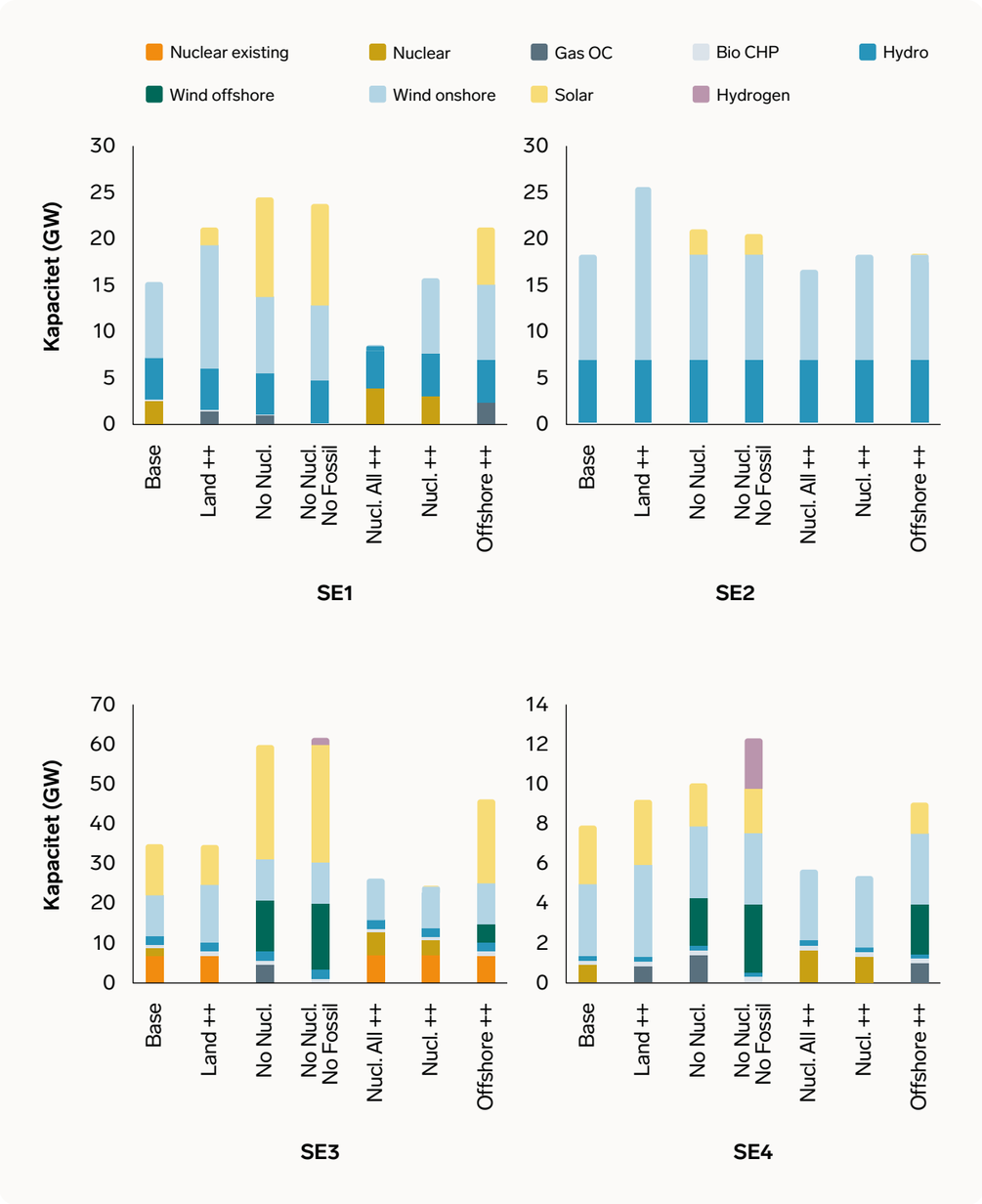
Figur 19. Årsproduktion i Sverige för huvudscenarier och referensväderår 1991 uppdelat per teknik samt faktisk årsproduktion för 2024 i första kolumn.



Figur 20. Installerad kapacitet (GW) uppdelad på teknik för huvudscenarier.



Figur 21. Installerad kapacitet i de olika svenska elområdena SE1 och SE2 i övre panel och SE3 och SE4 i nedre panel uppdelat på huvudscenario samt teknik.



En uppsättning av sju huvudscenarier som representerar olika svenska kraftsystem har identifierats för en djupgående utvärdering:

- Kärnkraftsandel: Scenarierna sträcker sig från hälften av årsproduktionen från kärnkraft i “Nucl. All ++”, till cirka en tredjedel i “Nucl. ++” och “Base”, vidare till en sjättedel i “Land ++” och “Nucl. –”, där endast befintlig kärnkraft kvarstår. I scenarierna “No Nucl.” och “No Nucl. No Fossil” saknas kärnkraft helt.
- Förnybar andel: Vind- och solkraft utgör mellan 70 % i de mest förnyelseintensiva scenarierna och cirka 25 % i de kärnkraftsdominerade alternativen.
- Vattenkraftens roll: Oavsett scenario minskar vattenkraftens andel i årsproduktionen från dagens nästan 40 % till runt 20 %.

4.3 Elpriser och volatilitet

Elpriset är en avgörande faktor för både energimarknadens funktion och den bredare ekonomin. Det påverkar industrins konkurrenskraft, hushållens elkostnader och investeringsincitament för ny elproduktion. I scenarioanalyser, såsom denna, ligger ofta fokus på systemkostnader, vilka kan kopplas till det genomsnittliga elpris som krävs för att producenter – exempelvis vindkrafts-utvecklare – ska nå lönsamhet i de modellerade scenarierna. Samtidigt påverkas elpriset av hur kraftsystemet balanserar lokal produktion och handel med andra länder. Beroende på scenario kan systemet luta sig mer eller mindre mot import och export, vilket leder till att elpriset varierar både i Sverige och i hela modellen. Därför krävs en helhetssyn på både systemkostnader och elpriser för att förstå de ekonomiska förutsättningarna i framtidens kraftsystem.

En diskussion om elpriser är dock ofullständig utan att beakta prisvolatilitet, det vill säga hur elpriser varierar över tid. Prissvängningar kan orsakas av faktorer såsom bränslepriser och kapacitetsbegränsningar exempelvis kraftverk eller överföring, men i denna studie ligger fokus särskilt på väderberoende variationer.

Lägre prisvolatilitet på el är värdefullt för ett samhälle, eftersom det ger förutsägbarhet och stabilitet för både konsumenter och producenter. Denna stabilitet kan minska finansiella risker, underlätta investeringsplanering och säkerställa mer konsekventa elkostnader, vilket bidrar till en pålitlig och effektiv energimarknad. Låg prisvolatilitet på el minskar också behovet av flexibilitetsåtgärder, så-som energilagring och efterfrågeflexibilitet, som vanligtvis används för att hantera prisvariationer. Detta kan leda till lägre totalkostnader för att upprätthålla systembalans och tillförlitlighet samt en mer attraktiv marknad för elintensiva industrier, eftersom det minskar behovet av omfattande flexibilitetsinfrastruktur för att utnyttja lägre elpriser.

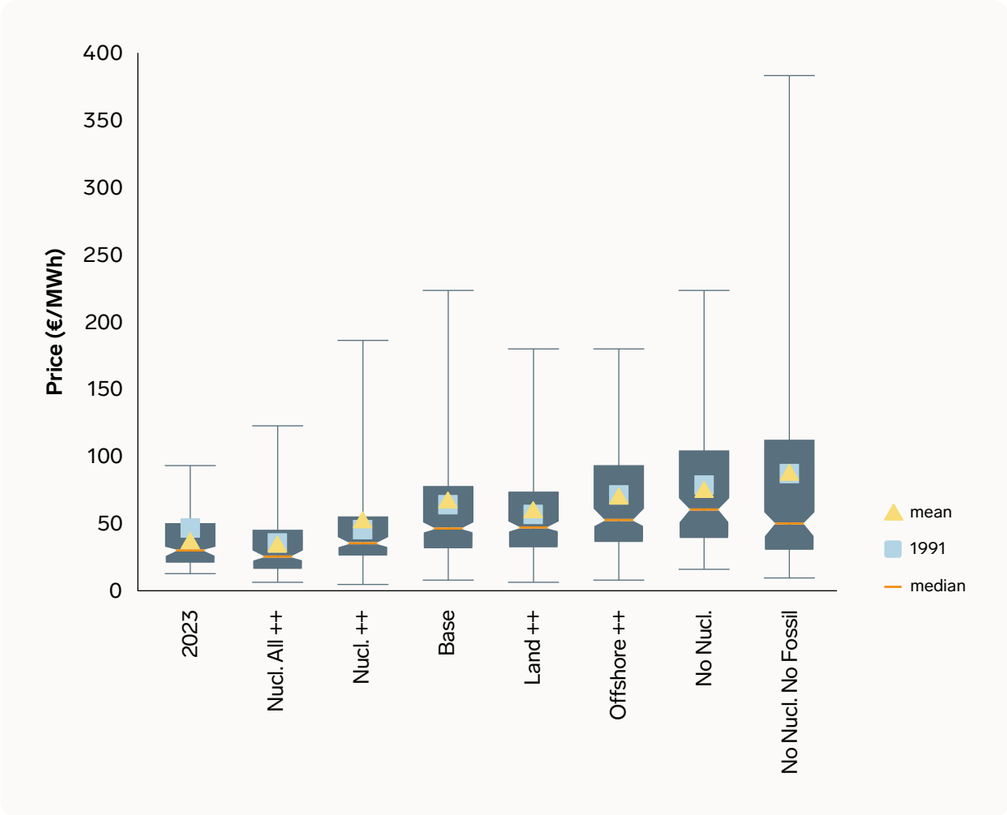
Elprisvolatilitet kan variera beroende på vilken tidshorisont som är relevant för olika aktörer. Exempelvis är utvecklare av batterier för day-ahead-marknaden främst intresserade av kortvariga prisvariationer på timbasis, eftersom deras energilagringskapacitet ofta är begränsad till några timmar. I denna studie har vi valt att analysera elprisvolatilitet på kvartalsbasis. Detta val grundar sig på en avvägning mellan kort- och långsiktig volatilitet. En alltför kort tidshorisont skulle kunna innebära att det finns flexibla lösningar som ej är inkluderade i modelleringen som har kapacitet att jämna ut prisvariationerna, och på så vis kan riskera att ge en missvisande bild av den faktiska volatiliteten i systemet. Å andra sidan, eftersom expansionsoptimeringen sker med en årsvis tidshorisont, dämpas de årliga variationerna, vilket gör att en analys av prisvolatilitet på årsnivå skulle vara mindre insiktsfull. Kvartalshorisonten utgör en balanserad nivå som fångar så gott som ofrånkomliga prisvariationer.

I Figur 22 visas utfallet för genomsnittliga priser per kvartal för det 33 väderåren som använts i denna studie för ett historiskt referensår (2023) och 7 olika scenarier.

För att få en relevant referenspunkt för elmarknaden och elprisbilden i nuläget genomfördes en simulering med syfte att återskapa elmarknadens förhållanden under 2023. I denna simulering användes installerad produktionskapacitet, överföringskapacitet och bränslepriser, där huvuddelen av indata hämtades från European Network of Transmission System Operators (ENTSO-E) samt nationella systemansvariga, såsom Svenska Kraftnät (SvK). Precis som för övriga scenarier genomfördes simuleringar för 33 historiska väderår (1983–2015) för att spegla den väderberoende variationen i kraftsystemet.

För de övriga 2050-scenarierna utfördes simuleringar med installerad produktionskapacitet låst till expansionsvärdena som erhölls för referens-väderåret 1991 i optimeringen. Boxarna täcker 50 % av utfallen och linjerna täcker samtliga utfall. Genomsnittet för samtliga kvartal visas som en trekant och värdet för referensåret 1991 som en fyrkant.

Figur 22. Kvartalssnittpriser för hela uppsättningen av 33 väderår för simulering av det svenska kraftsystemet för historiskt år 2023 samt sju huvudscenarier. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0 % till 95 % för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler. Årsgenomsnittspriset för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



4.3.1 Övergripande jämförelse med historiskt referensår 2023

Om vi först i Figur 22 beaktar det genomsnittliga årspriset för referensväderåret 1991, som används i expansionsoptimeringen, kan vi konstatera att det överensstämmer väl med medelpriset över samtliga väderår i scenariot "Base". Detta är förväntat då antaganden i "Base" ligger till grund för metoden då referensväderår 1991 bestämdes. För övriga scenarier är överensstämmelsen inte lika stark, vilket speglar skillnader i systemkonfiguration och känslighet för vädervariationer. Den största avvikelsen observeras för simuleringarna av det historiska referensåret 2023, vilket kan förklaras av att både det svenska och europeiska kraftsystemet har genomgått betydande förändringar i det framtida 2050-scenariot jämfört med idag. Därför skulle ett annat väderår sannolikt vara mer representativt för den faktiska systemdynamiken i dagens kraftsystem.

För vidare jämförelser av elprisnivå används årsgenomsnittet för referensväderår 1991 då systemet har dimensionerats mot detta pris och det inte är lika influerat av extremvärden. Spannet av utfall i boxen som täcker 25%–75% relativt motsvarande för det historiska referensåret 2023 används som mått för volatiliteten. Låt oss använda scenariot "Base" som exempel. I detta scenario så spänner boxen från 30 €/MWh till 89 €/MWh vilket innebär att hälften av alla kvartalspriser ligger inom detta intervall. Motsvarande för historiska referensåret 2023 är 27 €/MWh till 65 €/MWh. Detta betyder att "Base" ser en volatilitet relativt historiska referensår på (89-30)/(65-27)-1=+56 %.

Då resultatet för det historiska referensåret 2023 jämförs med framtidsscenarierna kan man se att dess snittpris ligger lägre än alla scenarier förutom "Nucl. All ++". Detta synliggör en högst relevant insikt, nämligen den att för omställningen av kraftsystemet krävs högre elpriser än dagens för att stimulera tillkommande produktion.

När det gäller volatilitet så uppvisar "Nucl. All ++" och "Nucl. ++" mindre respektive likvärdiga variationer för boxarna (25%–75% kvartiler) jämfört med det historiska referensåret 2023. Det är rimligt att koppla den observerade volatiliteten till hur stor andel av årsproduktionen som är planerbar. I både det historiska referensåret 2023 och "Nucl. All ++" uppgår andel planerbar produktion till cirka 70 % medan "Nucl. ++" nästan når 60 % för referensväderåret 1991. Övriga scenarier höjer volatiliteten. Exempelvis "Land ++" och "Base" på ökning av 36 % respektive 56 %. Anmärkningsvärt är att motsvarande andel planerbar produktion för referensväderåret 1991 är lägre i "Land ++" på 37 % jämfört med 51 % för "Base". Detta belyser att andra aspekter såsom importberoende samt vattenkraftens möjlighet att effektivt anpassa sin produktion efter landvindens även spelar en avgörande roll för observerad volatilitet.

Vidare så är det inget framtidsscenario där de mest extrema kvartalspriserna (95 % kvantilen) understiger motsvarande för det historiska referensåret 2023. Det kan observeras att alla scenarier från "Nucl. ++" till vänster till "No Nucl." till höger antar jämförbara extremvärden på runt 200 €/MWh i kvartalspris. "Nucl. All ++" är det enda scenariet som sticker ut med extremvärde som närmar sig det historiska referensåret 2023 med kvartalspris på 115 €/MWh. Ett centralt karaktärsdrag för "Nucl. All ++" som skiljer det från alla andra är att det är det enda scenariot där expansionen av kärnkraft är så pass stor att landbaserad vind inte når sitt maximala expansionstak utan stannar på 24 GW istället för 33 GW.

4.3.2 Resultat för framtidsscenarierna

Lägst genomsnittliga priser och lägst volatilitet kan ses för scenarierna som bygger ut en stor mängd kärnkraft (42 €/MWh och 55 €/MWh för "Nucl. All ++" respektive "Nucl.++" för referensväderår 1991). Den huvudsakliga anledningen till detta är att en stor tillgång till planerbara kraft gör systemet mindre exponerat mot grannländernas priser när bidraget från väderberoende kraftslag är lågt.

Näst lägst genomsnittliga priser (58 €/MWh för referensväderår 1991) och volatilitet återfinns i scenariot "Land++", där en stor mängd landbaserad vindkraft tillåts byggas ut. Det kan noteras att denna utbyggnad motsvarar ungefär den högsta nivån av vindkraft som kan byggas ut på rent marknadsmässiga grunder innan kannibaliseringen sänker värdet för vindkraften under dess levelised cost of electricity (LCOE) på ca 36 €/MWh[38]. Capture price för landbaserad vindkraft ligger då kring 55 % av marknadspriset. Som lyfts tidigare, är det intressant att se att volatiliteten i "Land ++" understiger det för "Base" scenariot trots att "Land ++" har inbyggt ett större väderberoende.

Något högre genomsnittliga priser (70 €/MWh) ses i scenariot i "Base". Volatiliteten är också något högre än "Land++". Expansionen av ny kärnkraft begränsas i optimeringen här av dess antagna kostnader och erhåller ca 74 €/MWh, något högre än genomsnittspriset då revisioner antas ligga under tider med lägre priser.

I scenarierna "Offshore ++", och "No Nucl." är det genomsnittliga priserna ca 76 €/MWh och 85€/MWh och volatiliteten jämförbar dock så är den något lägre i "Offshore ++". I ingetdera av scenarierna byggs ny kärnkraft, men i "Offshore ++" behålls den existerande. Dessa system är mer exponerade för höga priser i grannländer under perioder med låg produktion av sol- och vindkraft då dessa ofta korrelerar med produktionen i grannländerna. Det kan noteras att för båda scenarierna byggs fossilkraft för att säkerställa tillräcklig kapacitet. I det senare är användningen också betydligt större, vilket beskrivs närmare nedan i avsnittet om självförsörjningsgrad.

Slutligen får scenariot "No Nucl. No Fossil" både de högsta genomsnittspriserna (101 €/MWh) och den högsta volatiliteten. För detta scenario finns ingen fossilkraft som kan säkerställa tillräcklig kapacitet utan det sker istället med vätgasturbiner. Trots att ett optimistiskt kostnadsantagande används för vätgasproduktionen, förblir vätgasturbiner ett dyrt teknikalternativ. Den höga kostnaden beror främst på två faktorer: elektrolysörernas kapitalintensitet och de betydande förlusterna i omvandlingsprocessen – där endast cirka 35 % av den ursprungliga elenergin återvinns efter omvandling från el till vätgas och sedan tillbaka till el. Som en följd av detta måste vätgasturbiner buda in på mycket höga prisnivåer för att täcka kostnaden för vätgasproduktionen och den låga verkningsgraden. På grund av att vätgasturbinerna är så dyra byggs de därför inte ut i samma utsträckning som den fossila gaskraften i "No Nucl." scenariot. Det resulterar även i ett system som har lägre kapacitetsmarginaler, och som oftare tvingas importera el från grannländer under timmar när priset är högt. Slutligen skapar systemets vätgasberoende en ytterligare väderberoende faktor, då vätgasproduktionen sker genom elektrolysörer som drivs av el från samma marknad vilket ytterligare kan förstärka prisvolatiliteten.

38. I simulering då begränsningen för maximal expansion för landbaserad vindkraft togs bort uppgick expansionen till 54 GW.

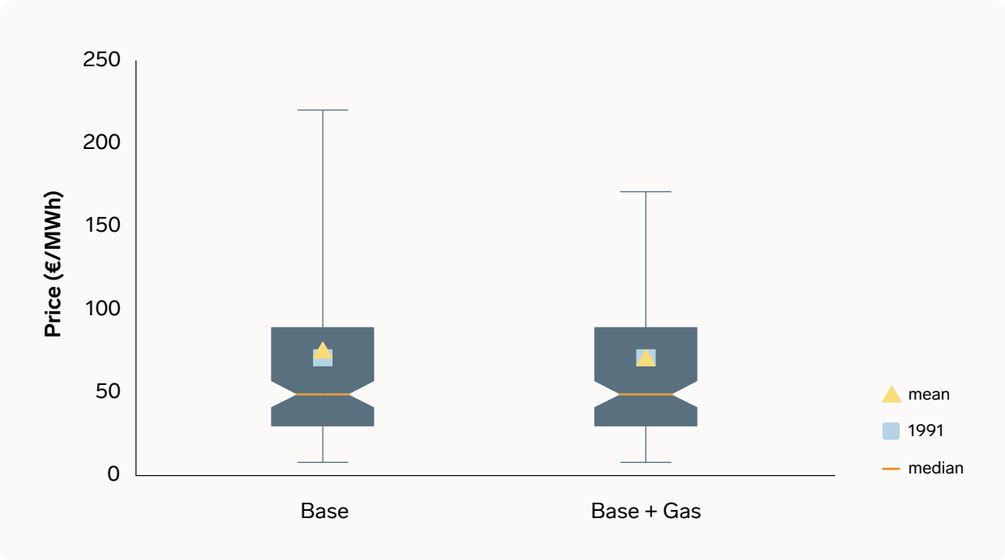
4.3.3 ”Base” scenariot kompletterat med gasturbiner

Det är intressant att se att volatiliteten i ”Land ++” understiger det för ”Base” scenariot trots att ”Land ++” har ett större väderberoende. För att undersöka denna aspekt djupare utfördes en simulering då ”Base” scenariot kompletterades med gasturbiner. Resulterande elpriser för detta scenario, som benämns ”Base + Gas”, presenteras i Figur 23. Scenariot ”Base + Gas” innehåller 3 GW gasturbiner fördelade över SE3 och SE4 samt 1 GW lägre installerad kapacitet kärnkraft jämfört med ”Base”.

Då kraftsystemet i ”Base” scenariot simulerats över alla 33 väderår observerades att systemet är särskilt känsligt för extrema väderår då väldigt höga priser erhålls. När systemet istället kompletteras med gasturbiner trycks de extrema priserna ner vilket ”Base + Gas” scenariot i Figur 23 demonstrerar. Då gasturbinernas budar in på marknaden med väldigt höga marginalkostnader för att CO_2 priset är väldigt högt, bidrar inte den extra planerbara kapaciteten till en lägre volatilitet i 25%–75% boxarna.

Denna analys tydliggör begränsningar i energy-only marknaden, som utgör en central princip i modelleringsmetodiken. Kraftsystemen som konstruerats i denna studie kan hantera extrema förhållanden men då produktionskapacitet är relativt låg erhålls väldigt höga priser som kan från ett samhällsperspektiv ses som utmanande. Resultaten ”Base + Gas” scenariot indikerar på att en kapacitetsmarknad kan dra ner på de kraftigaste prisvariationerna.

Figur 23. Kvartalssnittpriser för hela uppsättningen av 33 väderår för simulering av det svenska kraftsystemet för ”Base” scenariot jämfört med samma scenario kompletterat med 3 GW gasturbiner och 1 GW lägre installerad kapacitet kärnkraft. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0 % till 95 % för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler. Årsgenomsnittspriset för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



En ökad mängd planerbar kärnkraft, tillsammans med en stor expansion av landbaserad vindkraft, bidrar till att minska både elpris och volatilitet i det svenska kraftsystemet:

- De system som har installerad kapacitet för ny kärnkraft på 8 GW respektive 11 GW (”Nucl. ++” respektive ”Nucl. All ++”) uppvisar både det lägsta snittet och den lägsta volatilitetsnivån i elpriser. En stor utbyggd lokal svensk kärnkraft bidrar till låga elpriser då den sänker elpriset i norra Europa och minskar priskopplingen mot kontinenten. Genom stor planerbar kapacitet, är dessutom dessa system bättre rustade för att hantera fluktuationer i väderberoende produktion, vilket minskar kraftiga prisvariationer.

- I scenariot ”Land ++” med en stor expansion av landbaserad vindkraft uppbackat med gasturbiner observeras näst bäst elpris och volatilitet. Landbaserad vindkrafts höga kostnadseffektivitet bidrar till lägre elpris samt en fördelaktig importsituation.

- Scenariot som ser en mer begränsad expansion av landvind i kombination med ingen ny kärnkraft (”Offshore ++”) och de utan kärnkraft (”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”) demonstrerar både ett signifikant ökat snittpris och prisvolatilitet jämfört med övriga scenarier.

- Som en konsekvens av ett allmänt ökat väderberoende i elsystemen, observeras kvartalssnittpriser som överstiger 200 €/MWh under de 33 analyserade väderåren, även i system med stor andel planerbar produktion. Dessa resultat synliggör potentiella begränsningar i energy-only marknaden, som utgör en central princip i modelleringsmetodiken. Detta understryker vikten av att utvärdera marknadsstrukturer och överväga kompletterande mekanismer för att säkerställa långsiktig försörjningstrygghet och prisstabilitet.

4.4 Självförsörjningsgrad

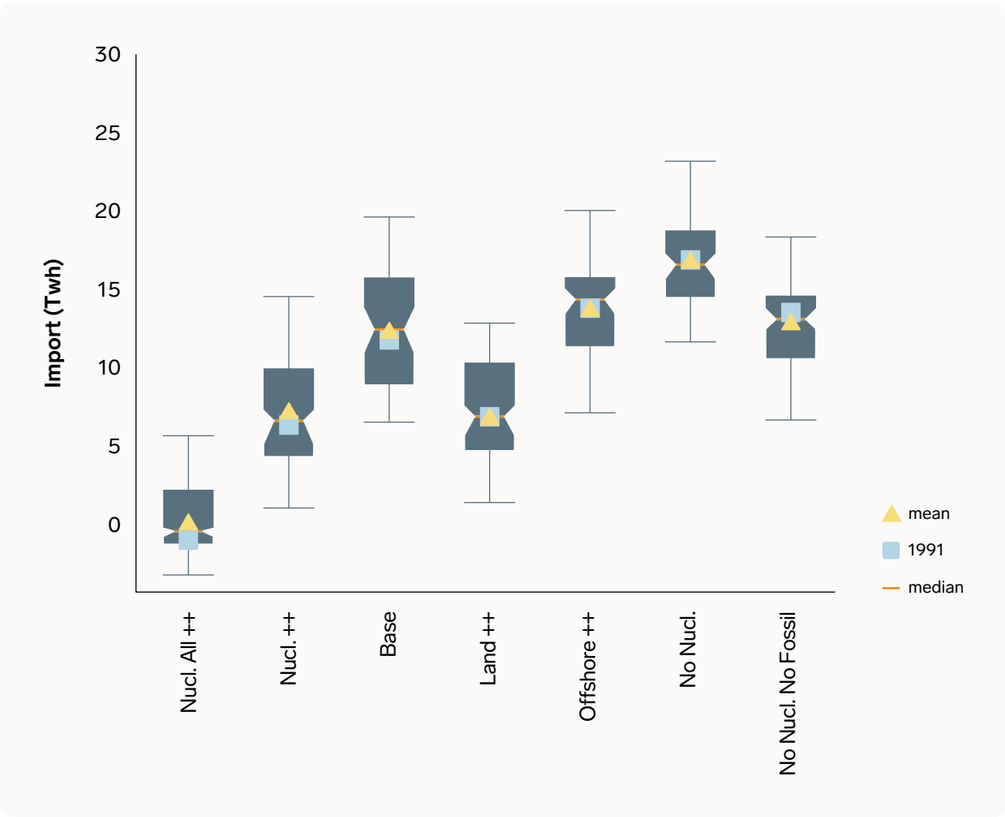
Försörjningstrygghet omfattar begreppet energisäkerhet, eller "security of supply", vilket kan definieras som tillgången till energi vid alla tidpunkter, i olika former, i tillräckliga mängder och till rimliga och/eller överkomliga priser[39]. I detta avsnitt ligger fokus på tillgången till energi i tillräcklig omfattning som uppfyller samhälleliga krav, som kan fångas av begreppet självförsörjningsgrad, som belyses genom importkostnader och naturgaskonsumtion i de olika kraftsystemen. Dessa indikatorer är viktiga då ökade importkostnader signalerar ett större beroende av elhandel för att möta efterfrågan. Detta representerar ett kraftsystem som i större utsträckning förlitar sig på att andra länder ska leverera energi vid behov, vilket innebär en betydande osäkerhetsfaktor. Naturgaskonsumtionen fungerar på samma sätt som en mätare på kraftsystemets beroende av fossila bränslen och import, med tillhörande utsläpp som är direkt kopplade till konsumtionen. Ett beroende av naturgas bör förknippas med betydande geopolitiska osäkerheter (beroende av auktoritära stater under dagens förutsättningar), klimatrelaterade risker (naturgas kanske inte är politiskt acceptabelt år 2050) samt kostnadsvolatilitet (priset kan fluktuera kraftigt beroende på CO_2-prissättning och naturgasmarknadens utveckling).

39. Security of Energy Supply (2024), European Parliament, Think Tank.

4.4.1 Import och importkostnader

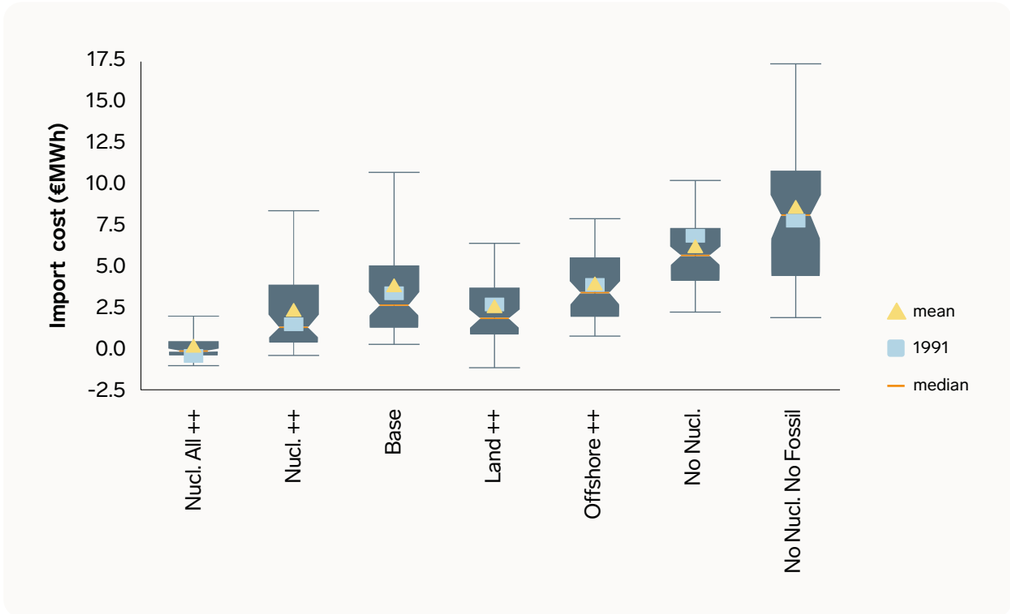
Som kan observeras i Figur 24 (se även i Figur 19), så uppvisar alla huvudscenarier modellerade med cGrid en nettoimport på årsbasis för alla väderår, förutom ”Nucl. All ++” som går ±0 för referensväderår 1991 och ibland ser en nettoexport på årsbasis (negativa värden i Figur 24). Från figuren går det att urskilja en övergripande trend: ju lägre andel planerbar produktion i det svenska kraftsystemet desto större nettoimport. Undantaget är i scenariot “Land ++”. I detta scenario byggs det en stor del lokal produktion i Sverige vilken möjliggörs genom konkurrenskraftig landvind som dessutom kan balanseras väl med vattenkraften. Scenariot ”No Nucl. No Fossil” avviker också från trenden. I detta scenario byggs en lokal överproduktion för att producera vätgas som kan driva vätgasturbiner för att kompensera för omvandlingsförluster.

Figur 24. Årlig nettoimport för hela uppsättningen av 33 väderår för huvudscenarier. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0 % till 95 % för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler och cirklarna representerar extremvärden. Genomsnitt för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



Att endast utvärdera nettoimport kan leda till att en väsentlig aspekt försummas: vid vilka tidpunkter och hur mycket el importeras eller exporteras och vad kostar den? Nettoimportkostnader (negativa vid nettoexportnivå), som presenteras i Figur 25, fångar denna dynamik. Jämfört med Figur 24 så observeras liknande trender dock med större variation i extremer. Dock avviker ”No Nucl. No Fossil” från trenden för nettoimport som trots lägre årlig nettoimport än ”No Nucl.” Uppvisar högre importkostnader. Detta kan förklaras med just den problematiken som introducerats att detta kraftsystem är beroende av mycket el vid tillfällen då den generellt sett kostar mer.

Figur 25. Årliga genomsnittliga nettoimportkostnader normaliserade för årsförbrukning för hela uppsättningen av 33 väderår för huvudscenarier. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0 % till 95 % för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler och cirklarna representerar extremvärden. Genomsnitt för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.

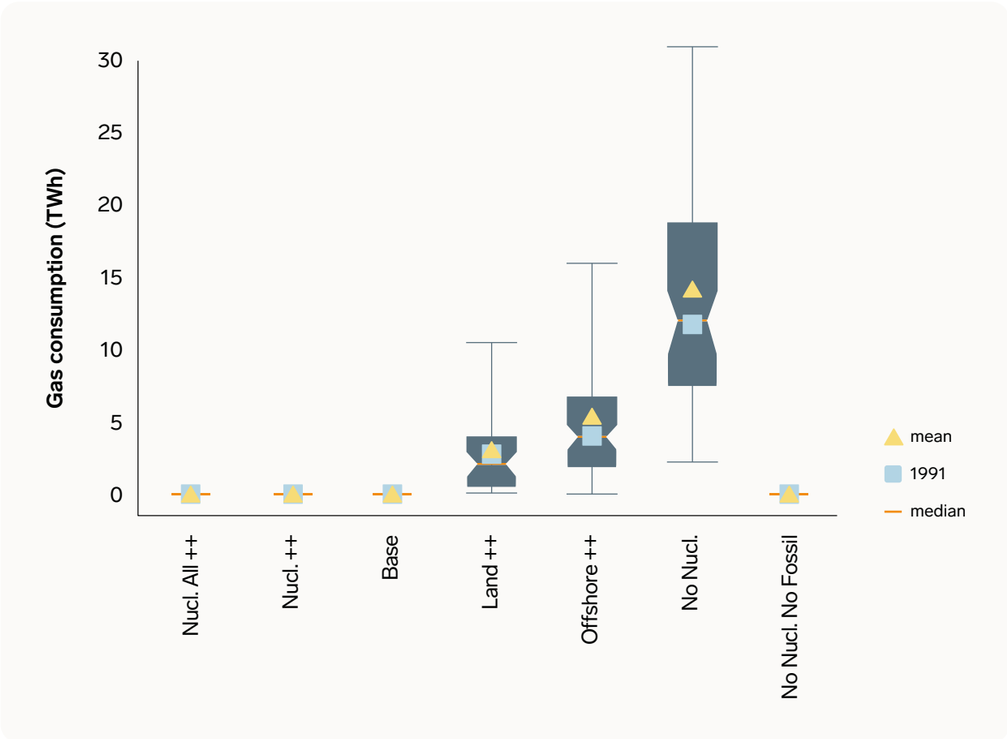


Med lägre planerbar kapacitet förlitar sig modellen i större utsträckning på grannländer för att balansera systemet (se även diskussion i avsnitt 4.1.3). Eftersom väderförhållandena är starkt korrelerade över norra Europa, är sannolikheten hög att grannregioner upplever låg vind- och solproduktion samtidigt som Sverige, vilket leder till priskoppling och ett större behov av import vid perioder med höga priser. Detta leder både till högre elpriser och importkostnader samt tyder på en generellt högre sårbarhet i dessa kraftsystem. Dessa kraftsystem med lägre egen produktionskapacitet och större importberoende riskerar bli mer exponerat för externa faktorer, såsom politiska beslut i exportländer, väderförhållanden i grannländer eller flaskhalsar i transmissionsnätet.

4.4.2 Gaskonsumtion

Beroendet av gas till gaskraftverk som byggs i det svenska kraftsystemet illustreras genom årlig konsumtion i Figur 26. Dessa resultat kompletterar bilden av importkostnaderna. Scenarierna "Land ++" uppvisar relativt lägre importkostnader jämfört med "Base", men detta ger en ofullständig bild. Istället för att förlita sig på import av planerbar kapacitet från grannländer i lika hög grad, finns istället ett gasberoende i scenariot "Land ++" med en årskonsumtion på 2.7 TWh för referensväderår 1991. I scenariot med varken ny eller existerande kärnkraft, "No Nucl.", ses en väsentligt högre konsumtion på 12 TWh, medan "Offshore ++" placerar sig på 4.3 TWh. Som referensvärde så var användningen för naturgas 8.5 TWh[40] och biogas 4.1 TWh[41] för år 2023, vilket innebär att gaskonsumtionen i "No Nucl." scenariot uppgår till 95 % av 2023 års totala gaskonsumtion.

Figur 26. Årliga genomsnittliga gaskonsumtion för turbinkraftverk för alla 33 väderår. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0 % till 95 % för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler och cirklarna representerar extremvärden. Genomsnitt för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



40. Energigas Sverige (2024), Statistik om naturgas.
41. Energigas Sverige (2024), Statistik om biogas.

Lika betydelsefullt som att analysera genomsnittet för dessa parametrar är det högst relevant att noggrant utvärdera de högsta extremnivåerna. Det är ofta dessa toppar som i praktiken styr och ställer krav på hur kraftsystemet dimensioneras och utformas. Systemets förmåga att hantera extrema situationer, såsom ovanligt hög efterfrågan eller plötsliga produktionsbortfall, är avgörande för att säkerställa en robust och stabil drift. Extrema värden sätter också press på behovet av reserver, både i form av produktionskapacitet och lagring, samt på infrastrukturens kapacitet att hantera höga lastflöden och potentiella flaskhalsar. Att underskatta dessa toppnivåer kan leda till betydande risker för både driftssäkerheten och leveranssäkerheten i systemet, särskilt i en framtid med allt större utnyttjande av väderberoende energikällor som vind och sol vilket importkostnaderna samt gaskonsumtionen för "No Nucl. No Fossil" respektive "No Nucl." båda demonstrerar. Kraftsystemets importberoende för extremväder är något som kan belysas mer i framtida studier.

I modellen antas kraftverken använda naturgas, men den framtida rollen för biogas som bränsle i toppkraftverk är osäker. Som diskuterats i avsnitt 3.4 produceras biogas kontinuerligt, vilket inte matchar det intermittenta driftmönstret hos toppkraftverk som endast används vid bristperioder som triggas av vädervariation. Ur Figur 26 och scenarier "Land ++" och "Offshore ++" kan man utläsa att detta kan innebära att vissa år så används ingen gas alls till att därefter konsumera ungefär tre gånger snittet andra år. För att möjliggöra en storskalig användning av biogas i dessa kraftverk skulle betydande infrastrukturinvesteringar kunna krävas, exempelvis i form av lagring och distributionsnät. Samtidigt är biogas en begränsad resurs, där efterfrågan redan idag uppgår till cirka 10 TWh, bland annat från andra industrier[42]. Vätgas dras med relaterade utmaningar kring infrastruktur men särskilt en väldigt låg kostnadseffektivitet ifrågasätter dess värde som alternativt bränsle i toppkraftverk.

Givet dessa osäkerheter finns en betydande risk att en väsentlig del av framtida gaskonsumtion i toppkraftverk kommer att täckas av naturgas, vilket har konsekvenser för både klimatavtryck och energisäkerhet. Med det klimatavtryck så motsvarar driften av turbinerna med naturgas direkta årliga utsläpp på 0.7, 1.2 och 3.0 Mt för "Land ++", "Offshore ++" respektive "No Nucl.". Dessa nivåer kan jämföras med 7 Mt som motsvarar Sveriges mål år 2040 enligt EU riktlinjer[43, 44] som alltså skulle betyda att utsläppen för gaskraftverken "No Nucl." scenariot i genomsnitt över alla väderår drygt skulle ockupera 40 % av Sveriges möjliga utsläpp år 2040.

42. Industrins Biogaskommission (2024), Hur ökar vi produktionen av biogas i Sverige?
43. Naturvårdsverket (2024), Sveriges utsläpp och upptag av växthusgaser.
44. Europeiska Kommissionen, Målen för 2040.

En ökad mängd planerbar produktion i det svenska kraftsystemet minskar importberoendet och ökar självförsörjningsgraden:

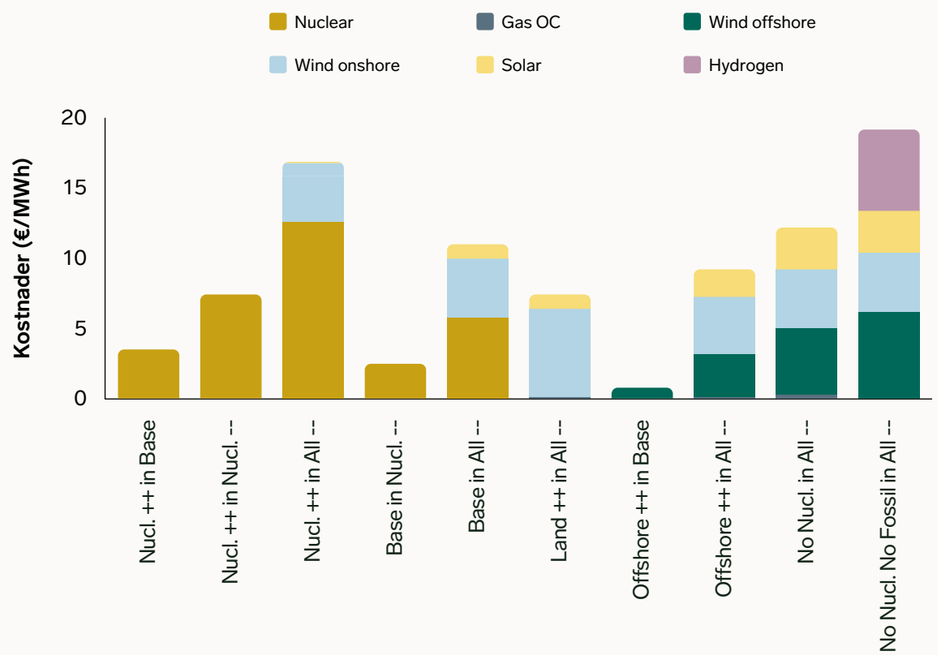
- Vid lägre nivåer av planerbar kapacitet i Sverige ökar beroendet av grannländer för att balansera systemet, vilket resulterar i högre elpriser och importkostnader.
- Resultaten visar en intressant dynamik där det svenska kraftsystemet kan kompensera för bristen på inhemsk planerbar kapacitet antingen genom att importera el från grannländer eller genom att importera fossil naturgas för användning i gasturbiner inom Sverige.
- Den osäkra tillgången på biogas och dess olämplighet för toppkraftverk som körs väldigt sällan kan innebära en betydande risk för fortsatt beroende av naturgas för drift av gasturbiner.

4.5 Riskkostnader

Då kostnadsantaganden för huvudscenarierna varierar försvårar det en övergripande jämförelse. Exempelvis så antas lägre kostnader för kärnkraft i ”Nucl. ++” jämfört med ”Base” vilket givetvis leder till lägre systemkostnader och elpriser i scenariot ”Nucl. ++”. För att på ett mer rättvist sätt kunna jämföra huvudscenarierna undersöks därför här konsekvenser för den totala systemkostnaden då teknikkostnaderna höjs och läggs i nivå med andra scenarier. I praktiken skulle ökade kostnader kunna motsvara nödvändiga subventioner för att erhålla kraftsystemen i huvudscenarierna.

Ökade kostnader för en del av huvudscenarierna presenteras i Figur 27. Om vi börjar från vänster, så representerar ”Nucl. ++” det scenario med högst installerad kapacitet för ny kärnkraft. Om kostnaden för ny kärnkraft i scenariot ”Nucl. ++” istället hamnar på samma nivå som för antaganden i scenariot ”Base” blir den totala systemkostnaden 3.5 €/MWh högre. Denna kostnadsökning fördelad på enbart kärnkraftinvesteringarna motsvarar en LCOE på 74 €/MWh istället för det i scenariot antagna 58 €/MWh. Med andra ord så subventioneras kärnkraftens produktion i detta fall med cirka 16 €/MWh för 65 TWh årsproduktion. Då kostnaderna för ny kärnkraft antas konservativa ser vi ökningar på 7.4 €/MWh till ungefär 17 €/MWh i systemkostnader som visas i kolumn 2 och 3. Då den installerade kapaciteten ny kärnkraft i “Base” är något mindre jämfört med ”Nucl. ++” observeras mindre extra kostnader i dessa kolumner.

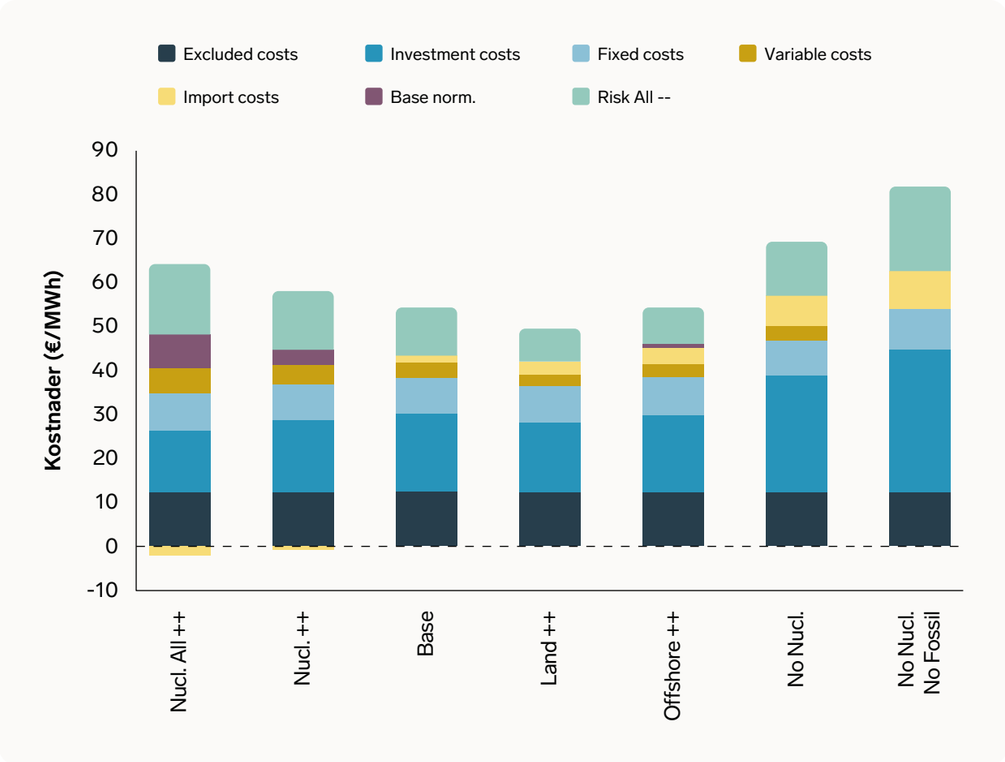
Figur 27. Ökade kostnader uppdelad per teknik då scenariokostnader ökas efter annat scenario. Exempelvis representerar ”Nucl. ++ in Base” då kapacitetsmixen i scenario ”Nucl. ++” istället antar teknikkostnader i enlighet med ”Base”. Förbrukningsnormaliserad kostnad presenteras.



I scenariot ”Offshore ++” antas mer optimistiska kostnader för havsbaserad vind än i ”Base”. Om denna kostnad antas på samma nivå som i ”Base” innebär det en begränsad ökning på systemnivå med en kostnad +0.8 €/MWh. Endast fördelad på investeringarna i havsvind motsvarar det en subventionsnivå på 9 €/MWh (LCOE är för ”Base” respektive ”Offshore ++”, 72 €/MWh och 63 €/MWh) för 26 TWh årsproduktion. Då både årsproduktionen och skillnad i LCOE mellan ”Base” och ”Offshore ++” är lägre för havsbaserad vindkraft jämfört motsvarande i ”Nucl. ++” för ny kärnkraft erhålls lägre inverkan på systemkostnader i ”Offshore ++”.

De fem sista kolumnerna presenterar kostnadsökningar för de scenarier som innehåller mest vind och solkraft. På grund av mest landvind i scenariot ”Land ++”, dominerar de kostnadsökningar för mest konservativa antaganden i ”All --”. Vidare så fördelas kostnadsökningarna ganska jämnt mellan havsvind, landvind och sol förutom i scenariot ”No Nucl. No Fossil” där elektrolysörer för vätgasdrivna turbiner står för ett betydande tillägg. Totalt observeras en ökad kostnad från cirka 7€/MWh till som mest 19 €/MWh.

Figur 28. Total systemkostnad normaliserad på årsförbrukning uppdelad per kostnadstyp för huvudscenarier inklusive riskkostnader. ”Risk Base” motsvarar ett kostnadspålägg så att alla scenarier utgår från samma kostnadsantaganden för teknologier. Kostnaden i ”Risk All --” är baserad på tillägg relaterat till antaganden i det mest konservative scenariot ”All —-”.



I Figur 28 visas totala systemkostnader för huvudscenarier inkluderat tilläggskostnader. Inklusive kostnadsposten noterad ”Base norm.” så antar alla scenarier samma grundantaganden för teknikkostnader och innebär således en rättvis jämförelse ur denna aspekt. Noterbart är att vid referenskostnadsantaganden i ”Base” ökar den totala systemkostnaden till 46 €/MWh och 44 €/MWh för ”Nucl. All ++” respektive “Nucl. ++” och hamnar lite över nivån för ”Base” på 43 €/MWh.

Inklusive kostnadsposten ”Risk All --” representerar den totala systemkostnaden för scenariot "All --" den mest konservativa och pessimistiska utvecklingen av kostnaderna. I detta sammanhang framhävs tydligt de lägre kostnadsriskerna relaterade till utbyggnad av landbaserad vindkraft, då scenariot “Land ++” uppvisar de lägsta totala systemkostnaderna. Samtidigt illustreras potentiella risker med att förlita sig för mycket på ny kärnkraft i scenarierna "Nucl. All ++" och “Nucl. ++”, där pessimistiska kostnadsantaganden resulterar i att totala systemkostnader skjuter i höjden med uppskattningsvis 5–10 €/MWh högre jämfört med antaganden i "Base".

Denna dynamik understryker behovet av en bred och balanserad mix av energitekniker för att för att minska riskerna kopplade till misslyckade projekt eller utebliven teknikutveckling. Att ensidigt fokusera på en teknik kan leda till höga risker om kostnaderna för den tekniken ökar mer än förväntat. Genom att istället investera i en bredare mix av teknologier kan riskerna spridas ut och den totala systemkostnaden hållas på en lägre nivå. Denna strategi säkerställer inte bara en ekonomiskt hållbar utveckling, utan ökar också systemets resiliens mot framtida osäkerheter och oförutsedda händelser på marknaden.

Slutligen, precis som tidigare analys I avsnitt 4.1.3 erhåller de scenarier varken utan ny eller existerande kärnkraft (“No Nucl.” och “No Nucl. No Fossil”) högsta systemkostnader.

Att fullfölja satsningar för en bred portfolio av teknologier undviker alltför höga riskkostnader:

- För kostnadsantaganden i referensscenariot ligger systemkostnaden på ungefär samma nivå från de kraftsystem som domineras av kärnkraft till de som endast har existerande kärnkraft.
- Kärnkraftsdominerade system kan ha stor variation i total systemkostnad beroende på den investeringskostnad som krävs.
- Landvind ser en mer begränsad riskkostnad

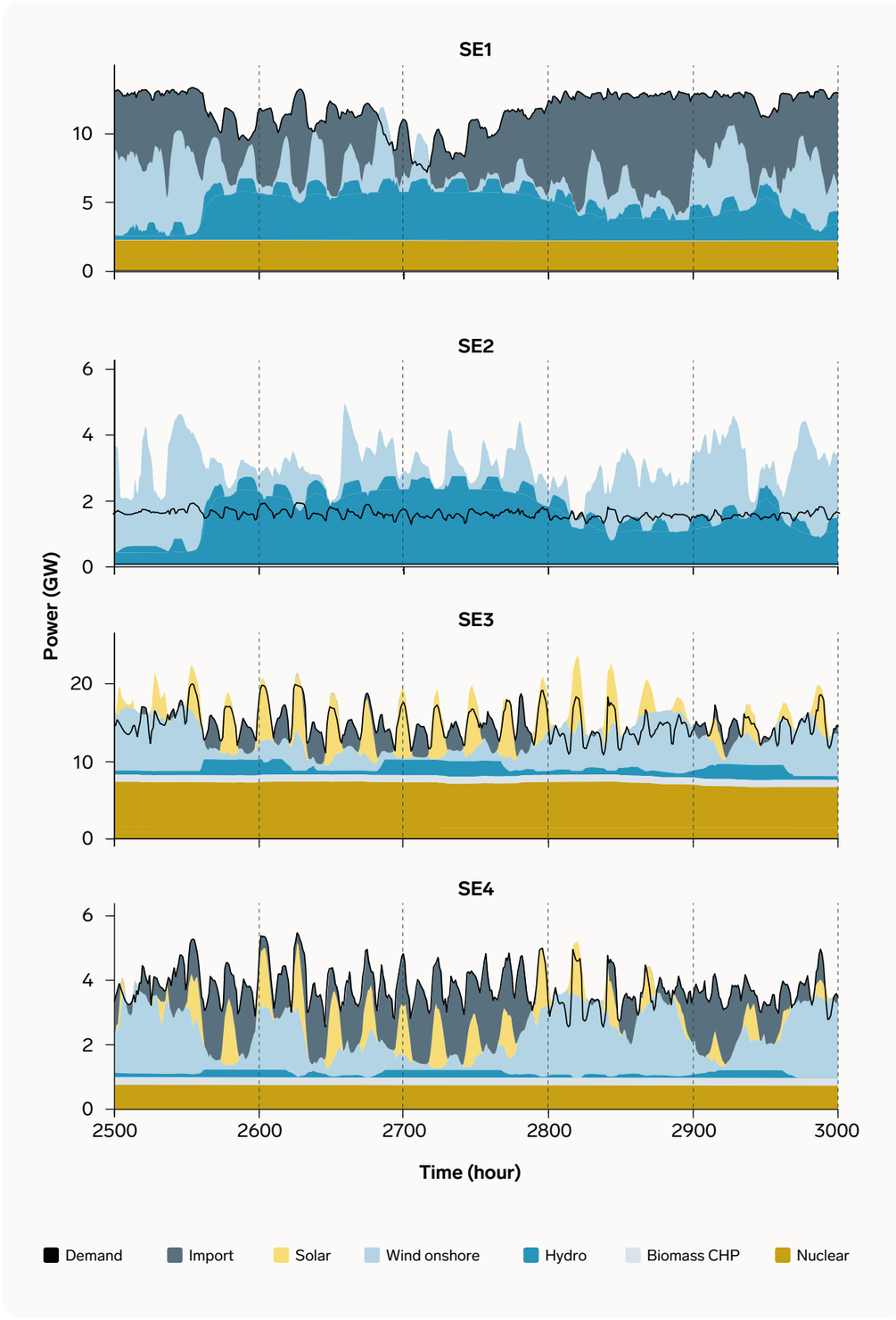
4.6 Drift i extrema drifttillfällen – förbrukningsflexibilitetens roll

Samtliga system som undersökts i denna studie förlitar sig på en ökad produktion av väderberoende kraft, främst vind, men även solkraft. Det skapar utmaningar för hur systemet skall hantera perioder då dessa kraftslag producerar dåligt. Vi kan exempelvis se att det sätt med vilket nya anslutningar för last beviljas idag inte kommer att räcka till. I Tabell 8 framgår att inga system kommer i närheten av att kunna ansluta ny last motsvarande ett totalt årligt behov på 300 TWh.

För att hantera dessa utmaningar har vi gjort antagandet att flexibilitet i konsumtionen spelar en central roll som komplement till planerbar produktion. Detta omfattar allt från att konsumenterna anpassar sina förbrukningsmönster till att större industrier tilldelas villkorade abonnemang.

I vår analys har vi beaktat olika former av flexibilitet som introducerats i avsnitt 3.1.2. En typ av flexibilitet innebär att konsumtionen begränsas vid höga priser. Detta är dock en form av flexibilitet vi bör minimera, då det kan ha kraftigt negativa konsekvenser för Sveriges konkurrenskraft. En annan och mer gynnsam form av flexibilitet är tidsförskjutning av last. Vi har studerat två huvudtyper: snabb flexibilitet, som kan förflytta förbrukning inom dygnet (exempelvis genom att varmvattnet värms upp några timmar innan det behövs, att elbilsladdning sker när solkrafts-produktionen är hög, eller batterier på kundsidan av mätaren), samt storskaliga vätgaslager som kan buffra industriell vätgasproduktion i upp till en vecka.

Figur 29. Exempel på produktion inom Sveriges elhandelsområden. Scenariot är ”Base” och väderåret är 1991.



I Figur 29 illustreras flexibilitetens roll i elsystemet och hur de två olika tidsskalorna fungerar. För de fyra svenska elhandelsområdena visas last samt produktion från de individuella kraftslagen under tre vårveckor. Scenariot är ”Base” och väderåret är 1991. I SE1 ser vi här en reduktion i förbrukningen mellan timme 2560 och ungefär 2800, vilket motsvarar ca tio dagar. Det visar på den viktiga roll som vätgasproduktion med lagringsmöjligheter kan ha i ett system med stor andel vindkraft. Denna period sammanfaller just med svag vindproduktion, vilket ofta inträffar under ungefär en veckas tid. I södra Sverige, SE3 och SE4, har flexibiliteten en annan roll, där kortsiktig flexibilitet snarare förskjuter elanvändningen till timmar med hög solkraftsproduktion.

Det är dock viktigt att betona att tillgången på flexibilitet är avgörande för att systemen ska fungera som förväntat. Om flexibiliteten visar sig blir mindre än vi antagit i våra scenarier, kommer utmaningarna för elsystemet att öka betydligt. Detta skulle i sin tur kräva en större mängd planerbar produktion för att kunna möta efterfrågan, vilket framgår av känslighetsanalysen för flexibilitet i avsnitt 4.1.1. I scenariot med lägre flexibilitet ser vi till exempel en större installerad kapacitet av kärnkraft jämfört med ”Base”-scenariot.

Sammanfattningsvis är en tillräcklig tillgång på flexibilitet en nyckelfaktor för att hantera elsystemets utmaningar i ett framtida mer väderberoende kraftsystem. En lägre flexibilitet än förväntat skulle innebära större krav på andra lösningar och kunna leda till en betydande påverkan på energisystemets stabilitet och kostnader.

Förbrukningsflexibilitet är central för modellerade scenarier i denna studie:

- Exempelvis elfordon, rumsuppvärmning och vätgaslager möjliggör en betydande förbrukningsflexibilitet.
- Flexibilitet är en nyckelfaktor för att hantera elsystemets utmaningar i ett framtida mer väderberoende kraftsystem.

5. Sammanfattande analys

Med detta projekt har metodiken från tidigare studier för Svenskt Näringsliv inom ramen för "Kraftsamling Elförsörjning" vidareutvecklats och fördjupats. Denna studie analyserar med ett långsiktigt fokus olika scenarier för hur ett klimatneutralt svenskt kraftsystem kan utformas till år 2050.

Metodiken möjliggör att testa hur olika antagande för ingående parametrar som investeringskostnad påverkar resultatet, i kombination med att olika begränsningar för optimeringen kan introduceras, till exempel att inte tillåta kärnkraft eller variera storleken på expansionen av landvind. Vidare simuleras sedan de mest relevanta och intressanta scenarierna med 33 olika väderdata för att förstå utfallets potentiella variation och hur det också skiljer sig mellan de olika scenarierna.

Metodiken ger möjlighet att analysera hur olika förutsättningar påverkar det kostnadsoptimala kraftsystemet, men den ger också möjlighet att analysera hur olika kraftsystem svarar mot variation i väder, vilket är en central aspekt för utvärdering då elproduktionen sannolikt kommer att ha ett större väderberoende i framtiden.

Trots att systemkostnaderna varierar begränsat mellan scenarierna i känslighetsanalysen som redovisats i avsnitt 4.1, observeras betydande skillnader i teknikmixen. Detta är särskilt intressant ur ett modelleringsperspektiv, då det indikerar att optimeringslandskapet är relativt platt och att den optimala kraftsystemdesignen enkelt kan skifta mellan ny kärnkraft, havsbaserad vind och gaskraft beroende på antaganden. Observationer från parametervariationen inkluderar:

- Begränsningar i landbaserad vindkraft kan exempelvis öka behovet av ny kärnkraft från noll till en fördubbling jämfört med ”Base” scenariot.
- Vid ett LCOE-intervall på 74–98 €/MWh kan ny kärnkraft variera från att vara en central komponent till att uteslutas helt.
- Ett förbrukningsscenario på 250 TWh kan tillgodoses helt med landvind, medan det krävs över 11 GW ny kärnkraft vid en årsförbrukning på 350 TWh.

Detta utfall illustrerar tydligt hur små variationer i nyckelparametrar kan påverka kraftsystemets slutliga sammansättning för optimering på ett genomsnittligt väderår. Från ett energipolicyperspektiv är det avgörande att förstå dessa begränsningar i optimeringsstudier, då det understryker vikten av att utmana olika kraftsystem för en djupare förståelse av deras långsiktiga prestanda och robusthet vilket exemplifieras med den sammanfattande analysen som presenteras i detta avsnitt.

5.1 Jämförelse huvudscenarier

Flertalet av studiens ingående scenarion har genomgått en grundlig analys över 33 historiska väderår. Analysen av sex av dessa kraftsystem fördjupas i det här avsnittet då de tydligt representerar olika alternativ, både tekniskt, kostnadsmässigt och politiskt. Deras definition samt bakomliggande scenario beskrivs nedan i Tabell 7 (en repetition från avsnitt 2.5 där alla analyserade scenarion presenteras).

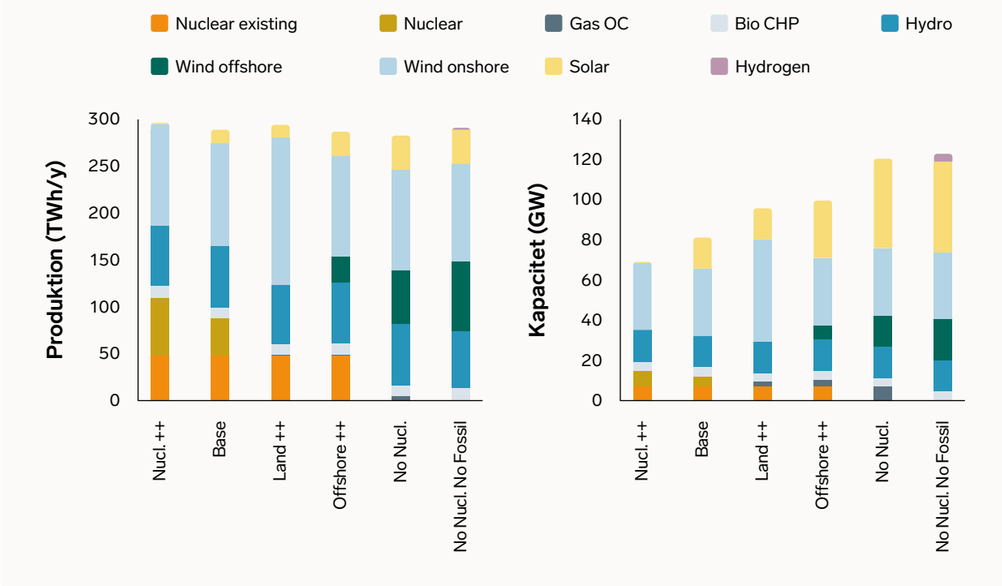
Tabell 7. Definition och den bakomliggande berättelse för de sex scenarier som belyses i fördjupningen.

Scenario	Definition och Motiv
Scenarier som inte exkluderar teknik i expansionsoptimeringen:	
Base	*Definition:* Referensantaganden görs för alla parametrar. Ingen teknik exkluderas i expansion. *Motiv:* Scenario som omfattar alla energitekniker med referensantaganden för simuleringsparametrar. Ingen, eller liten, lokal opposition för expansion av landvind beaktas som innebär en möjlig en nästintill tredubblering av dagens årsproduktion. Förberedelser görs både för ny kärnkraftsutbyggnad och drifttidsförlängning av existerande kraftverk. Infrastruktur utvecklas för att möjliggöra transport och lagring av vätgas vilket primärt möjliggör direktanvändning för industri. Det är möjligt att bygga och drifta kraftverk som körs på fossil naturgas om det av modellen ses kostnadseffektivt. Förbrukningsscenario i linje med planeringsmålet om 300 TWh beaktas.
Nucl. ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för ny kärnkraft tas från optimistiska nivåer. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot får de inledande kärnkraftsprojekten ett stöd från staten, exempelvis i linje med det som föreslagits av finansieringsutredningen, och blir sen framgångsrika i detta scenario. Efterföljande projekt drar nytta av en inlärningskurva tack vare serieproduktion med låga investeringskostnader som konsekvens.
Land ++	*Definition:* Maximal expansion för landbaserad vind höjs från 34 GW i ”Base” till 51 GW. *Motiv:* Jämfört med “Base”-scenariot möjliggörs en större utbyggnad av landbaserad vindkraft upp emot 168 TWh årsproduktion, det vill säga en fyrdubblering av dagens nivå, tack vare ett starkt lokalt stöd i detta scenario.
Offshore ++	*Definition:* Investerings- och driftkostnader för havsbaserad vind tas från optimistiska nivåer. Ny kärnkraft exkluderas från expansionsoptimeringen. *Motiv:* Jämfört med “Base” visar utvecklingskostnaderna för havsbaserad vindkraft på optimistiska trender. Kontinuerliga kostnadsminskningar kan antas drivas på av statligt stöd i detta scenario. Ingen satsning på ny kärnkraft görs och förbjuds i expansionen. Detta scenario beaktas inte i känslighetsanalysen.
No Nucl.	*Definition:* Ny kärnkraft tillåts inte expandera och existerande kärnkraft tas bort. *Motiv:* Jämfört med “Base” ges inget politiskt stöd till byggandet av ny kärnkraft medan tekniska och/eller ekonomiska skäl sätter stopp för drifttidsförlängning av existerande kärnkraft. Detta innebär att ingen kärnkraft finns att tillgå för det svenska elsystemet.
No Nucl. No Fossil	*Definition:* Ny kärnkraft tillåts inte expandera och existerande kärnkraft tas bort. Gaskraftverk exkluderas i expansionsoptimering. *Motiv:* Jämfört med “Base” så ges inget politiskt stöd till byggandet av ny kärnkraft medan tekniska och/eller ekonomiska skäl sätter stopp för drifttidsförlängning av existerande kärnkraft. Detta innebär att ingen kärnkraft finns att tillgå för elsystemet. Därutöver så är det förbjudet att bygga och drifta kraftverk som körs på fossil naturgas vilket innebär att modellen i stället behöver förlita sig på vätgas som alternativ.

I Figur 30 visas produktionsmixen och kapacitetsmixen för dessa sex kraftsystem med varierande karakteristik. Från vänster till höger, sträcker sig dessa från ett kraftsystem där drygt en tredjedel av Sveriges årsproduktion kommer från kärnkraft i “Nucl. ++”, till cirka en fjärdedel i "Base", vidare till en sjättedel i “Land ++” och "Offshore ++” som enbart inkluderar befintlig kärnkraft och slutligen scenarierna ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil” som representerar ett nästan helt förnybart system.

Skillnaden mellan “Land ++” och ”Offshore ++” är en betydligt större andel landbaserad vindkraft i “Land ++” medan havsbaserad vind och solkraft kompletterar utbyggd landvind i ”Offshore ++”. Noterbart är att scenarier “Land ++”, ”Offshore++” och ”No Nucl” har en installerad kapacitet för naturgasdrivna gasturbiner på mellan 2 GW och 7 GW samt ”No Nucl. No Fossil” har 4 GW vätgasdrivna kraftverk. Slutligen så uppvisar alla scenarier en nettoimport på årsbasis men där “Nucl. ++” och “Land ++” har störst nationell produktion.

Figur 30. Årsproduktion (vänster panel) och installerad kapacitet (höger panel) uppdelad per teknik för huvudscenarier.



I fördjupningen introduceras flera relevanta aspekter som inte inkluderas i den inledande analysen, då det kräver ytterligare simulering och beräkningar. Den här studien genomför ingen komplett analys av nedan aspekter, men ger en första övergripande bild av hur de olika scenarierna presterar för respektive parameter. Studiens primära bidrag i detta avseende är att bredda fokus för en systemstudie och även inkludera aspekter som ofta annars lämnats utanför, aspekter som är helt centrala för att kunna identifiera vilka scenarier och möjliga kraftsystem som är realistiska att sikta emot. De nio parametrar som analyseras i fördjupningen är;

Självförsörjningsgrad

1. Gaskonsumtion – Belyser beroendet av att säkerställa en infrastruktur för gasförsörjning

2. Importkostnad – Belyser rollen av import och om den sker vid låga eller högre priser

Konkurrenskraft

3. Systemkostnad – Belyser samhällets kostnad för uppbyggnad och drift av svenska kraftsystemet

4. Riskkostnad – Belyser hur stor exponering ett scenario har mot kostnadsökningar

5. Elprisnivå – Mäter den genomsnittliga elprisnivån och dess påverkan på industri och hushåll.

6. Elprisvolatilitet – Mäts som hur elpriser varierar över tid och med väderförhållanden, vilket belyser marknadens stabilitet och prisrisker.

Miljö- och klimatpåverkan

7. Livscykelutstläpp för växthusgaser – Mäter totala produktionsbaserade växthusgasutsläpp över hela livscykeln, inklusive bränsleutvinning, tillverkning, drift och avveckling av kraftverk.

8. Landanvändning – Belyser hur stor landareal som behöver allokeras till el-produktion

9. Användning av kritiska material – Kvantifierar behovet av råmaterial såsom metaller och sällsynta jordartsmetaller för konstruktion och drift av energiinfrastrukturen.

Driftsäkerhet

10. Möjligt effektuttag jämfört med idag – Analyserar hur stor effekt som kan tillgodoses, inklusive förbrukningsflexibilitetens roll i systemet.

11. Planerbar kapacitet jämfört med idag –Belyser hur mycket planerbar kapacitet som finns tillgänglig samt dess roll i olika drifttillstånd och för systemstabilitet.

En sammanfattning av resultatet presenteras i Tabell 8, där även resultatet per kategori rankas efter hur attraktivt det bedöms vara för Sverige. Tabell 9 beskriver de kvantifierade parametrarna. Fossil gaskonsumtion anses inte vara önskvärt. Importkostnader bör var låga och lika så systemkostnader. Ett lågt elpris är önskvärt och så även låg elprisvolatilitet. Livscykelutsläpp och användning av kritiska material bör vara låga. Möjligt effektuttag och andelen planerbar kapacitet hög. Bäst utfall visas med ljusgrön färg och sämst utfall med mörkgrön färg och resterande utfall i gröna nyanser däremellan. ”Nucl. ++” presterar i denna jämförelse bäst i alla kategorier utom en, systemkostnad, där ”Land ++” rankas högst.

Det bör tydliggöras att rankingen är subjektiv, eftersom synen på exempelvis elprisvolatilitet kan skilja sig mycket åt mellan olika aktörer och så även synen på landanvändning där åsikter kan vara diametralt motsatta fast två personer objektiv sett drabbas lika, och en elproducent tycker nog generellt att ett högre elpris är att föredra.

Tabell 8. Sammanställda resultat som rankar parametrar som mäter självförsörjningsgrad, konkurrenskraft, miljö- & klimatpåverkan samt driftsäkerhet för olika svenska kraftsystem år 2050. Rankningen är färgkodad från ljust till mörkt. Tabell 9 beskriver de kvantifierade parametrarna.

Kraftsystem för scenario

Parameter	Nucl. ++	Base	Land ++	Offshore ++	No Nucl.	No Nucl. No Fossil
Gaskonsumtion (TWh) (andel av 2023)	0	0	2.7 (21%)	4.3 (34%)	12 (95%)	0
Importkostnad (€/MWh)	1.4	3.3	2.7	3.8	6.7	7.8
Systemkostnad (€/MWh) (Riskkostnad)	44 (max: 57)	43 (max: 54)	42 (max: 49)	46 (max: 54)	57 (max: 69)	63 (max: 82)
Elprisnivå inkl. subvention på konsument (€/MWh) (jämfört med referensnivå 2023)	58 (+26%)	70 (+52%)	60 (+32%)	76 (66%)	90 (+96%)	101 +120%)
Elprisvolatilitet jämfört med referensnivå 2023	+1%	+56%	+36%	+87%	+120%	+170%
Livscykelutsläpp för växthusgaser (g CO_2-eq/kWh) (jämfört med 2024)	8.4 (-60%)	9.9 (-51%)	12 (-42%)	13 (-34%)	20 (-2%)	9.4 (-53%)
Landanvändning ($km^2 \cdot 10^3$) (jämfört med 2024)	4.8 (+171%)	5.1 +191%)	7.1 +305%)	5.2 +198%)	5.4 +208%)	5.2 +199%)
Användning kritiska material (kt)	420	510	660	580	650	650
Möjligt effekttäck (GW) jämfört med idag	+7.8 (+34%)	+5.9 (+26%)	+5.5 (+24%)	+5.6 (+25%)	+4.7 (+21%)	+3.7 (+16%)
Planerbar kapacitet (GW) jämfört med idag	+7.9 (+35%)	+5.0 (+23%)	+2.2 (+9.7%)	+3.2 (+14%)	0 (0%)	-2.5 (-11%)

Ranking: #1 #2 #3 #4 #5 #6

Tabell 9. Beskrivning av kvantifierade parametrar i Tabell 8.

Parameter	Beskrivning
Gaskonsumtion (TWh) (andel av 2023)	Representerar gaskonsumtion (termiskt energivärde) för naturgasdrivna kraftverk i modellen för referensväderår 1991 även jämfört med 2023 på 8.5 TWh naturgas samt 4.1 TWh biogas.
Importkostnad (€/MWh)	Representerar förbrukningsnormaliserad nettoimportkostnad i snitt i modellen för referensväderår 1991.
Systemkostnad (€/MWh) (Riskkostnad)	Representerar förbrukningsnormaliserade värden då referensantaganden för teknikkostnader används. Maxvärde refererar till resulterande kostnad då de mest konservativa kostnadsantaganden för alla teknologier i scenariot ”All --” används. Se även avsnitt 4.1.3 och 4.5.
Elprisnivå inkl. subvention på konsument (€/MWh) (jämfört med referensnivå 2023)	Representerar genomsnittspriset för SE3 för referensväderår 1991. Inkluderar subventioner 3.5 €/MWh och 0.8 €/MWh för ”Nucl. ++” respektive ”Offshore ++”. Elprisnivå för 2023 på 46 €/MWh representerar genomsnitt över 33 väderår, se även avsnitt 4.3.
Elprisvolatilitet jämfört med referensnivå 2023	Representerar det absoluta spannet mellan 25:e och 75:e percentilen av kvartalsmedelvärdena relativt motsvarande för 2023 års kraftsystem. Denna volatilitetsbedömning omfattar endast fluktuationer orsakade av väderberoende och inkluderar inte variationer som härrör från bränslepriser.
Livscykelutsläpp för växthusgaser (g CO_2eq/kWh) (jämfört med 2024)	Produktionsbaserade värden anges baserat på 735 för gas OC, 48 för sol, 12 för kärnkraft, 12 för havsvind och 11 för landvind i g CO_2eq/kWh. Värde för 2024 har antagits 20 g CO2eq/kWh enligt ElectricityMaps.
Landanvändning ($km^2 \cdot 10^3$) (jämfört med 2024)	Beräkning baserad på 43 m^2/MWh för landvind, 21 m^2/MWh för sol, 1 m^2/MWh för kärnkraft och 0.8 m^2/MWh för gasturbiner. Yta på 1750 km^2 används som referens för 2024 baserat endast på relativ årsproduktion för landvind.
Användning kritiska material (kt)	Beräknat baserad på installerad produktionskapacitet för olika teknologier och IEA (2022).
Möjligt effekttäck (GW) jämfört med idag	Beräkning baserad på effektbidragsfaktorer enligt SvK med 0% för sol, 11% för landvind, 18% för havsvind, 74% för gasturbiner och kärnkraft. Värdet inom parentes motsvarar ökning jämfört med dagens effektuttag som enligt samma beräkning motsvarar 22.8 GW. Beräkning inkluderar inte förbrukning.
Planerbar kapacitet (GW) jämfört med idag	Beräkning baserad på installerad kapacitet för ny kärnkraft och gasturbiner.

5.1.1 Grad av självförsörjning

Självförsörjningsgraden, i den här studien, exemplifierad av graden av importbehov, är en central aspekt för att identifiera sårbarheter i samhällets beredskap mot störningar. Ett stort beroende av aktörer utanför landets kontroll minskar möjligheten att själva prioritera och besluta om graden av redundans och beredskap. Samtidigt så kan möjligheten att importera energi skapa ett långt mer kostnadsoptimalt kraftsystem. Exempelvis så kan gasturbiner som bidrar med toppeffekt möjliggöra en större utbyggnad av landbaserad vindkraft till relativt låga kostnader. Dock så måste tillgången till bränsle för dessa gasturbiner säkerställas, och det kan medföra ett kritiskt importberoende. Graden av sårbarhet beror såklart på hur stor gasturbineffekt som installeras och möjligheten att lagra bränsle till denna.

Vad gäller import av el så har den funktionen av att både optimera kostnaden i driften av kraftsystemet och samtidigt erbjuda effekt i situationer av effektbrist. Om modellen inte hade kunnat förlita sig på import hade mer produktion behövt realiseras nationellt med ett högre elpris som följd. Dock så påverkas inte systemkostnaden i lika stor utsträckning eftersom kraftverk som redan finns tillgängliga för drift hade fått en högre nyttjandegrad, importkostnad är därför en parameter som både indikerar ett kostnadsoptimalt samarbete med grannländer, men också indikerar ett beroende av de samma.

Exemplifierat med scenariot “Nucl. ++”, så förbättras självförsörjningsgraden med en ökad andel planerbar produktion i det svenska kraftsystemet, vilket minskar importberoendet och stärker motståndskraften mot import av höga elpriser. När den planerbara kapaciteten i Sverige är låg ökar däremot graden av import från grannländer för att balansera efterfrågan, speciellt i situationer med låg väderberonde produktion.

Resultaten visar även en intressant dynamik där det svenska kraftsystemet kan hantera underskott i inhemsk planerbar kapacitet genom antingen elimport från grannländer eller import av fossil naturgas för användning i svenska gasturbiner, vilket reflekteras i scenariot “Land ++”. Scenarierna Offshore ++” och ”No Nucl.” uppvisar större grad av import, både av el och fossil gas.

Värt att poängtera är att endast värden för referensväderåret presenteras i Tabell 8. För det mest extrema väderåret uppvisar scenarierna importkostnad och gaskonsumtion dubbelt respektive tre gånger så stor som för referensväderåret. När det gäller gaskonsumtion är det extrema förbrukningstoppar som i praktiken styr och sätter kraven på hur gasinfrastrukturen dimensioneras och utformas.

I modellen antas toppkraftverken använda naturgas. Att använda biogas är ett alternativ som inte har inkluderats i studien på grund av stora osäkerheter kring möjligheten att realisera detta i praktiken. Biogas produceras kontinuerligt och matchar därmed dåligt med den intermittenta driften hos toppkraftverk, som vissa år kan stå helt stilla och andra år ha en tredubblad gasförbrukning. Storskalig användning skulle kräva betydande investeringar i lagring och distribution, samtidigt som biogas är en begränsad resurs med en redan hög efterfrågan, omkring 10 TWh årligen från andra industrier[45]. Vätgas dras med relaterade utmaningar kring infrastruktur men särskilt en väldigt låg kostnadseffektivitet ifrågasätter dess värde som alternativt bränsle i toppkraftverk.

45. Industrins Biogaskommission (2024), Hur ökar vi produktionen av biogas i Sverige?

5.1.2 System- och riskkostnader

Systemkostnaden är en central parameter för att bedöma ett potentiellt kraftsystems ekonomiska hållbarhet, där en låg kostnad är önskvärt då det indikerar ett optimalt utnyttjande av samhällets resurser. Dock inkluderar inte en sådan siffra osäkerheten både i antaganden om kostnadsutveckling och eventuella utmaningar vid genomförandet.

Därför genomförs en känslighetsanalys av ingående antaganden som förenklat representerar risken, här benämnt ”riskkostnaden”, att utfallet för kostnadsantaganden inte blir gynnsamt. Riskkostnaden indikerar alltså den potentiella kostnadsökning som kan uppstå vid oförutsedda ändringar i investeringskostnader och driftskostnader för olika teknologier. Riskkostnaden representeras i analysen av de kostnadsantaganden som finns i det mest pessimistiska scenariot ”All --” och presenteras inom parantes ”(max:)”. Notera att riskkostnaden inte bör tolkas som ett troligt scenario, utan snarare en indikation på hur känsligt kraftsystemet i scenariot är mot variationer i antagna investerings- och driftkostnader.

Då resultaten beaktas observera att systemkostnaden för scenarierna ”Nucl ++”, ”Base” “Land ++” och ”Offshore ++”, ligger på ungefär samma nivå, där Nucl ++ och Offshore ++ använder positiva antaganden kring kostnadsutveckling, medan för de andra scenarierna antas referensnivån. De förnybara scenarierna ”No Nucl” och ”No Nucl. No Fossil” uppvisar en väsentligt högre systemkostnad jämfört de andra som särskilt drivs av att existerande kärnkraft behöver ersättas av en betydande andel havsbaserad vindkraft kombinerat med gaskraft för planerbarhet.

Scenariot med mest kärnkraft “Nucl. ++” uppvisar en stor riskkostnad kopplat till att scenariot antar en positiv kostnadsutveckling kopplat till ett storskaligt kärnkraftsprogram. Om det inte realiseras resulterar det i signifikanta kostnadsökningar. I jämförelse bedöms landbaserad vindkraft ha en mer begränsad riskkostnad som exemplifieras i scenariot “Land ++”, då dess investeringskostnader antas ha mindre variation kopplat till en högre grad av förutsägbarhet

Att investera i en bred teknologiportfölj sprider riskerna över flera typer av produktionstekniker vilket också torde sänka den totala risken för att uppnå klimatmål och genomföra elektrifieringen. I ett system med större andel kärnkraft koncentreras riskerna främst till kärnkraftens kostnadsutveckling, inklusive byggkostnader, tidsplaner och regulatoriska faktorer. I system som i högre grad domineras av väderberoende produktion uppstår en mer diversifierad riskbild, där osäkerheter i större utsträckning kopplas till utvecklingen av elproduktion i andra länder, tillgången på och skalbarheten av flexibilitetslösningar, säkerställande av driftsäkerhet samt marknadseffekter såsom prisvolatilitet och kannibalisering inom ett kraftslag.

5.1.3 Elpris och volatilitet

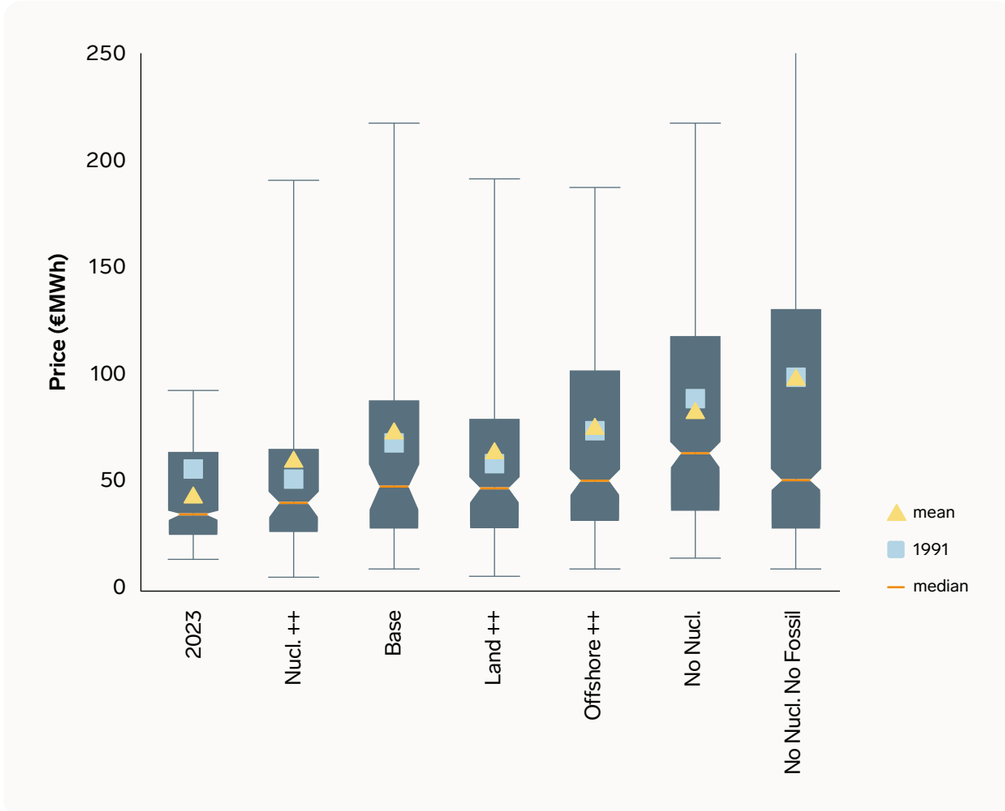
Nivån på elpriset och elprisets volatilitet är centrala faktorer för samhällets acceptans och industrins konkurrenskraft. Elpriset är nära kopplat till systemkostnaden, men det påverkas även av befintlig produktionskapacitet såsom existerande vattenkraft och kärnkraft. Dessa resurser har låga rörliga kostnader och kan därmed hålla nere systemkostnader trots att nya investeringar kan kräva högre marknadspriser jämfört med dagens situation. I två scenarier, “Nucl. ++” och ”Offshore ++”, inkluderas subventionerade elpriser (3.5 €/MWh för ”Nucl. ++” och 0.8 €/MWh för ”Offshore ++”) till den redovisade elprisnivån, vilket speglar behovet av ekonomiskt stöd för att täcka kapitalkostnader för ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft.

Rimlig prisvolatilitet är avgörande för att skapa en stabil och förutsägbar elmarknad och minskar finansiella risker samt underlättar långsiktig investeringsplanering. En lägre andel pressade drift-situationer med små marginaler av reservkapacitet, som ofta orsakar höga eller extrema priser, kan även minska behovet av omfattande flexibilitetsåtgärder som energilagring och efterfrågeflexi-bilitet. Detta kan i sin tur leda till lägre totala systemkostnader samt en mer attraktiv marknad för elintensiva industrier, som annars riskerar att påverkas negativt av stora svängningar i elpriset.

Figur 31 illustrerar elprisnivå och elprisets volatilitet för hela uppsättningen 33 väderår för huvudscenarierna. Prisreferenserna är beräknade snittpriser per kvartal för respektive scenario och väderår. För jämförelse presenteras även en motsvarande simulering för 2023 år kraftsystem. Noterbart är att både elprisnivån och elprisets volatilitet i alla scenarion ökar jämfört med dagens situation (förutom när det gäller volatilitet i scenariot ”Nucl. ++” som ligger på samma nivå som idag). Elmarknadens aktörer kommer därför med hög sannolikhet behöva vänja sig med både en högre elprisnivå och en högre prisvolatilitet jämfört med idag.

Scenariot ”Nucl. ++”, med en högre andel planerbar produktion i form av 8 GW ny kärnkraft till-sammans med en omfattande utbyggnad av landbaserad vindkraft (nästintill tredubblerad årspro-duktion jämfört med idag), har ett genomsnittspris och en prisvolatiliteten på lägre nivåer än de andra scenarierna. En stor utbyggnad av landbaserad vindkraft i ”Land ++”, i kombination med gasturbiner som toppkraft, uppnår också relativt låga nivåer för både genomsnittligt elpris och prisvolatilitet på kvartalsbasis. Scenarierna ”Base” och ”Offshore ++” placerar sig i den ordningen efter ”Nucl. ++” och ”Land ++” både när det gäller elprisnivå och elprisets volatilitet. Här bidrar en större andel import kombinerat med en högre grad av väderberoende till dessa resultat.

Figur 31. Kvartalssnittpriser för hela uppsättningen av 33 väderår för huvudscenarier. Boxplot-diagrammen täcker spannet av utfall från 0% till 95% för hela uppsättningen väderår, där boxarna representerar 25%–75% kvartiler. Årsgenomsnittspriset för referensväderår 1991 visas med blå kvadrat. Medianvärden visas med horisontella orangea linjer och medelvärden med gula trianglar.



Scenarierna med en mer begränsad utbyggnad av landvind och utan ny kärnkraft, ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil”, uppvisar väsentligt högre snittpriser och prisvolatilitet jämfört med andra scenarier. Detta beror primärt på ett större beroende av import och toppeffekt i perioder med låg vindkraftsproduktion. De höga elpriserna och den betydande elprisvolatiliteten i de scenarierna skulle sannolikt vara oacceptabla för allmänheten och göra svensk industri mindre konkurrens-kraftig. En elmarknad som karaktäriseras av kraftigt högre prisvolatilitet jämfört med idag skulle sannolikt innebära betydande risker för investerare inom energisektorn, både på konsument- och producentnivå. En sannolik utveckling inom de scenarierna är därför att investeringarna skulle utebli med lägre efterfrågan, och en mer acceptabel prisvolatilitet, som resultat.

5.1.4 Miljö- och klimatpåverkan

Livscykelutsläpp för växthusgaser, landvändning och användning av kritiska mineraler, som vidare presenteras i Tabell 8 syftar till att belysa hur kraftsystemen i de olika scenarierna presterar ut ett miljö- och klimatperspektiv. Behovet av kritiska mineraler uppstår genom utbyggnad av kraftverk där dessa mineraler återfinns i centrala komponenter. Graden av landanvändning är direkt kopplad till vilken typ av kraftproduktion som prioriteras, där vindkraft nyttjar störst areal per producerad kilowattimme, och kärnkraft nyttjar lägst. Utsläpp av växthusgaser uppstår dels under byggnation men det utsläppet är i sammanhanget marginellt jämfört med de utsläpp som uppstår vid nyttjandet av naturgas för att driva toppkraftverk.

Alla scenarier presterar relativt bra när det gäller livscykelutsläpp av växthusgaser, men utsläppen ökar med andelen toppkraftverk, det vill säga gasturbiner, som nyttjas i situationer med låg andel väderberoende produktion. För klimatavtryck så motsvarar driften av turbinerna med naturgas direkta årliga koldioxidutsläpp på 0.7, 1.2 och 3.0 Mt för ”Land ++”, ”Offshore ++” respektive ”No Nucl.”. Dessa nivåer kan jämföras med 7 Mt som motsvarar Sveriges mål år 2040 enligt EU:s riktlinjer[46,47]. Det innebär att utsläppen för toppkraftverk i ”No Nucl.” scenariot i genomsnitt skulle utnyttja drygt 40% av Sveriges möjliga utsläpp år 2040.

Resultaten för användning av land och kritiska material uppvisar ett kontrasterande mönster mot de för livscykelutsläpp. För dessa parametrar demonstrerar “Land ++” med storskalig expansion av landvind högst värden. Ytbehovet motsvarar i det scenariot fyra gånger den nuvarande ytan för vindkraft i Sverige, och uppgår till cirka 1.7 % av landets totala yta. Det kan jämföras med bebyggd areal på 3% och jordbruksmark på 7%[48]. Ett stort beroende av kritiska mineraler kan bli problematiskt om även de globala förutsättningarna för att lyckas med elektrifieringen och nå klimatmålen bygger på tillgången till dessa begränsade resurser[49]. Ur detta perspektiv framstår de scenarier som inkluderar den största utbyggnaden av vindkraft som mer riskabla jämfört de scenarion som presenterar en mer diversifierad kraftslagsportfölj.

46. Naturvårdsverket (2024), Sveriges utsläpp och upptag av växthusgaser.
47. Europeiska Kommissionen, Målen för 2040.
48. SCB (2023), Marken i Sverige.
49. DN Debatt (2025), Europa roffar åt sig av världens kritiska metaller.

5.1.5 Driftsförmåga och driftsäkerhet

I Sverige finns en tillförlitlighetsnorm på en (1) timme per år, vilket innebär att produktion och import av el i genomsnitt ska täcka efterfrågan under årets alla timmar utom en. Detta sätter ramarna för hur väl olika kraftsystem ska säkerställa tillräcklig effekt och därmed integrera ny elförbrukning. Effektbidragsfaktor[50] (de-rating capacity factor) används för att bedöma hur stor andel av en resurs som kan bidra till elsystemets resurstillräcklighet och därmed möjliggöra högre effektuttag. I denna studie kvantifieras effektuttaget baserat på effektbidragsfaktorn för olika scenarion för att bedöma hur väl de kan hantera ny förbrukning och upprätthålla systemets stabilitet.

Resultaten visar, som förväntat, att scenariot med störst andel planerbar kapacitet, “Nucl. ++”, möjliggör det högsta effektuttaget. Därefter följer “Base”, “Offshore ++” och “Land ++” där effektuttaget är relativt likt trots skillnader i teknikval. Att ”Offshore ++” och ”Land ++” möjliggör effektuttag i nivå med “Base”, trots lägre andel kärnkraft, förklaras av en större utbyggnad av gasturbiner och havsbaserad vindkraft. Scenarierna med lägst effektuttag är “No Nucl.” och “No Nucl. No Fossil”, där avsaknaden av kärnkraft endast delvis kan ersättas genom naturgas- och vätgasturbiner.

Det är anmärkningsvärt att det maximala möjliga effektuttaget i bästa fall ökar med endast 34 % jämfört med dagens nivå, trots att kraftsystemets totala storlek har dubblerats – från en årsförbrukning på cirka 140 TWh till 300 TWh. Dock beaktar denna beräkning inte flexibilitet på förbrukarsidan, vilket är en avgörande faktor för att säkerställa systemets stabilitet och måste komplettera analysen. Resultatet visar däremot att alla scenarier blir betydligt mer beroende av förbrukningsflexibilitet för att uppnå tillförlitlighetsnormen, där behovet ökar i ordningen “Nucl. ++” → “Land ++” → “No Nucl. No Fossil”. Om den flexibilitet som finns med i modelleringen, som inkluderar både efterfrågeflexibilitet och priselasticitet, inte realiseras innebär det mest sannolikt att det försvårar eller begränsar möjligheten att ansluta ny elförbrukning, och därmed försenar energiomställningen.

Den totala mängden planerbar kapacitet i ett kraftsystem påverkar dess stabilitet och förmåga att hantera olika drifttillstånd. Planerbar kapacitet utgörs primärt av vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och gasturbiner.

Tabell 8 presenterar kvantifierad planerbar kapacitet i de olika scenarierna jämfört med dagens nivå på 26.9 GW. Resultaten följer samma trend som effektuttaget, men förstärker skillnaderna mellan scenarierna. Scenarier med ny kärnkraft (“Nucl. ++” och “Base”) uppvisar signifikant högre planerbar kapacitet, medan scenarier med endast befintlig kärnkraft (“Land ++” och “Offshore ++”) och de utan kärnkraft (“No Nucl.” och “No Nucl. No Fossil”) har betydligt lägre nivåer.

50. Energimarknadsinspektionen (2025), Årlig uppdatering av tillförlitlighetsnormen för Sverige.

Vid normaldrift bidrar planerbar kapacitet till frekvens- och spänningshållning genom bland annat svängmassa och hög kortslutningseffekt. En ökad andel volatil elproduktion som saknar synkrongeneratorer ställer högre och framförallt förändrade krav på balanseringsåtgärder som både innebär ökande risker och kostnader men också ur vissa aspekter nya möjligheter[51].

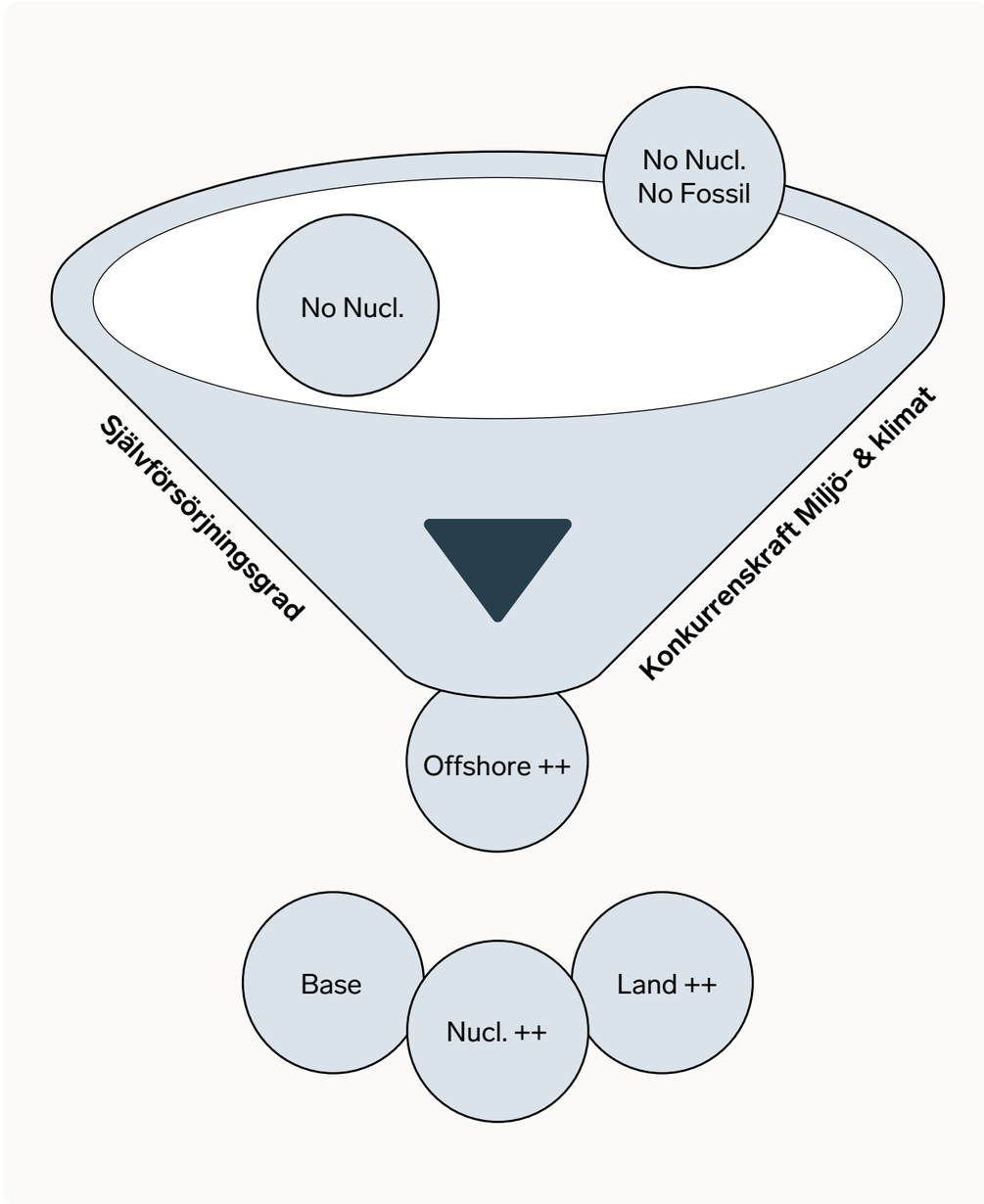
Om normaldrift frångås blir planerbar kapacitet än mer kritisk. Vid störningsdrift, såsom bortfall av en större produktionsenhet eller nätförbindelse, bidrar hög planerbar kapacitet med snabb ersättning av förlorad produktion. Vid ö-drift och återstart (black start) blir kraftverk med hög kortslutningseffekt och stabil synkron produktion avgörande. Ett krafsystem med lägre andel planerbar kapacitet kommer att kräva ett större inslag av flexibilitet – exempelvis genom batterilagring eller styrbar förbrukning, men också gasturbiner – för att bibehålla driftsäkerheten. I denna analys framstår särskilt "No Nucl." och "No Nucl. No Fossil" men även "Land ++" och "Offshore ++" som scenarier som behöver större kompletterande åtgärder jämfört med "Base" och särskilt "Nucl. ++". För att säkerställa ö-drift och återstart krävs sannolikt en betydande utökning av mängden gasturbiner. På grund av driftsäkerhet kan det även bli nödvändigt att hålla gasturbiner varma i reservdrift vilket kan medföra ökad bränsleförbrukning och utsläpp utöver vad som modellerats här.

5.1.6 Gallring

Resultatet av den fördjupade analysen presenteras i Tabell 8 Scenariot "Nucl. ++" presteras enligt den här analysens kriterier bäst i alla kategorier utom en, systemkostnad, där scenariot "Land ++" uppvisar lägst kostnad. Att scenariot "Nucl. ++" presterar så bra är i stor utsträckning kopplat till att scenariot inkluderar en stor andel planerbar produktion. Båda scenarierna "Nucl. ++" och "Land ++" är dock förknippade med risker. För "Nucl. ++" syns dessa i riskkostnaden som relaterar till en högre kostnad än förväntat för ett kärnkraftsprogram. För "Land ++" är risken relaterad till en omfattande expansion av landbaserad vindkraft som tar stora landarealer i anspråk. Acceptansen för detta scenario kan saknas. Scenariot "Base" framstår då eventuellt som det mest riskoptimala alternativet.

51. Nordic Transmission System Operators (2023), Nordic Grid Development Perspective 2023.

Figur 32. Gallring av scenarier för vidare utvärdering.



Scenariot ”Offshore ++” presterar för kategorierna systemkostnad och landanvändning väl men uppvisar högre elpris och elprisvolatilitet än de andra tre scenarierna. Eftersom det finns osäkerheter kopplade till utbyggnaden av kärnkraft och acceptansen för en kraftig expansion av landbaserad vindkraft erbjuder havsbaserad vindkraft ett tredje alternativ.

Det scenarion som inte inkluderar någon kärnkraft presterar klart sämst i denna jämförelse, då både ”No Nucl.” och ”No Nucl. No Fossil” scenarierna har högst systemkostnad, elprisnivå och elprisvolatilitet.

5.2 Utvidgat resonemang “Nucl. ++” och “Land ++”

I det här avsnittet förs ett resonemang kring aspekter som inte direkt går att koppla till den kvantitativa analysen, men som är centrala för möjligheten att realisera ett scenario. Resonemanget sammanfattas i Tabell 9. Ur analysen framstår tre scenarier som mer realistiska, ”Nucl. ++”, ”Base” och ”Land ++” där scenariot ”Base” kan ses som en kombination av två scenarion som har en större tyngdvikt på ett alternativ, storskalig kärnkraftsutbyggnad i ”Nucl. ++” och en omfattande expansion av landbaserad vindkraft i ”Land ++”. Fokus ligger därför i det här avsnittet på scenarierna ”Nucl. ++” och ”Land ++”.

Tabell 10. Fördjupad kvalitativ jämförelse för centrala aspekter av de två kraftsystemen i scenarierna med fokus på kärnkraftsutbyggnad (“Nucl. ++”) respektive landbaserad vindkraft (“Land ++”).

Aspekt	Nucl. ++	Land ++
Statlig intervention	Subvention av kärnkraft. Kräver bred nationell acceptans.	Stort markanspråk med hög lokal påverkan. Kräver bred lokal acceptans.
Nationell kärnkraftsindustri	En storskalig satsning på ny kärnkraft kan ge positiva skaleffekter och möjlighet att etablera en kärnkraftsindustri i Sverige.	När existerande kärnkraft ska ersättas måste ett program etableras, inga lärdomar från en tidigare expansion kan nyttjas.
Projektrisk	Höga projektrisker kopplat till potentiellt problemfyllda projekt → förseningar och stora kostnadsökningar.	Låg projektrisk då industrin är väl etablerad, mogen, och antalet projekt är högt. Hög risk att lokal acceptans inte uppnås ger ett kostsamt alternativ-scenario ”Nucl. --.”
Volatilitet och flexibilitet	Lägst prisvolatilitet av scenarierna och högst andel planerbar produktion.	Något högre prisvolatilitet. Förlitar sig i större grad på flexibilitets-lösningar som idag inte fullt ut finns utvecklade. Förutsätter storskalig expansion av gaskraft.

5.2.1 Statlig intervention

Både scenarierna ”Nucl. ++” och ”Land ++” kräver sannolikt statlig intervention, men i olika former.

I scenariot “Nucl. ++” är kärnkraftens kostnad subventionerad med cirka 16 €/MWh jämfört med ”Base”-scenariet. Det resulterar i relativt låga elpriser och en elprisvolatilitet i nivå med dagens, men förutsätter en omfattande statlig inblandning. Denna typ av intervention kräver bred nationell acceptans och innebär en potentiellt negativ marknadspåverkan som måste beaktas.

I kontrast gör “Land ++” anspråk på en betydligt större landareal för att möjliggöra den omfattande vindkraftsutbyggnaden. Dessutom förutsätter detta scenario att framtidens vindkraftverk är effektivare och högre än dagens, vilket kan öka graden av lokal påverkan på närboende. Denna utveckling förutsätter med hög sannolikhet stärkta lokala incitament och potentiellt någon form av central styrning eller reglering för att säkerställa ett genomförande av en utbyggnad av landbaserad vindkraft i den skalan. Även detta vägval lär kräva bred acceptans, men i högre grad på lokal nivå.

Det bör påpekas att även scenariot ”Nucl. ++” förutsätter en omfattande utbyggnad av den landbaserade vindkraften, men ”bara” en fördubbling jämfört med en tredubbling.

5.2.2 Nationell kärnkraftsindustri

En storskalig utbyggnad av ny kärnkraft som i scenariot “Nucl. ++”, skapar förutsättningar för en långsiktig satsning på kärnkraft där skalfördelar och erfarenhetsbaserat lärande kan leda till betydande kostnadsreduktioner. Detta är i linje med den förväntade utvecklingen där serietillverkning – byggnation av flera reaktorer av samma typ – samt produktion av avancerade reaktordesigner förbättrar processerna och på sikt sänker kostnaderna[52]. Dessutom har en storskalig och långsiktig satsning möjligheten att skapa förutsättning för utvecklingen av en nationell kärnkraftsindustri. En sådan kompetensetablering i Sverige skulle sannolikt skapa stora fördelar när det blir aktuellt att ersätta dagens befintliga kärnkraftverk.

I scenariot “Land ++” förutsätts att dagens kärnkraftskapacitet bibehålls, vilket innebär att nya kärnkraftverk kommer behöva byggas antingen redan under 2040-talet eller senare om samtliga dagens kraftverk kan livstidsförlängas. Utan ett existerande program för ny kärnkraft kommer Sverige behöva starta upp ett sådant när det är klargjort när dagens kärnkraftverk ska stängas. Det medför att de risker som är förknippade med ett nytt projekt kommer att behöva hanteras i full skala då. Eventuella förseningar kan då innebära att existerande kärnkraftverk läggs ned innan ersättningskraften finns på plats. Det skulle innebära att scenariot ”Land ++” i stället får karaktären av scenariot ”No Nucl” med betydande ökning i elprisnivå och elprisvolatilitet. Ett program för nybyggnation av kärnkraft skapar därför även en viss säkerhet inför en kommande ersättning av befintlig kärnkraft.

En av slutsatserna från den här studien är just att ett scenario helt utan kärnkraft sannolikt inte är realistiskt om Sverige ska lyckas nå klimatmålen och genomföra elektrifieringen, med följden att dagens kärnkraftverk kommer att behöva ersättas.

52. Idaho National Laboratory (2024), Meta-Analysis of Advanced Nuclear Reactor Cost Estimations.

5.2.3 Projektrisker

En storskalig satsning på ny kärnkraft, som förutses i scenariot "Nucl. ++", innebär en hög projektrisk, det har inte minst senaste satsningar på ny kärnkraft i västvärlden visat[53]. Det är dock rimligt att anta att det är möjligt att minska projektrisken, i alla fall över längre tid, varför en storskalig satsning har den fördelen att eventuella kostnader kopplade till problem i ett tidigt skede skulle kunna allokeras över fler projekt. Dock kvarstår faktum att en storskalig satsning på kärnkraft riskerar att bli väsentlig dyrare än initialt antaget, vilket skulle öka systemkostnaden i den här studien.

Motsvarande projektrisk för att realisera expansionen av landvind i scenariot "Land ++" bör anses vara väsentligt lägre, eftersom investeringar i landbaserad vindkraft idag är en etablerad och mogen verksamhet. Dessutom sprids projektrisken ut över ett relativt stort antal projekt, vilket också sänker risken i detta scenario. Risken i detta scenario är snarare kopplad till tillstånd och acceptans. En tredubbling av dagens landbaserade vindkraftproduktion kräver ett brett lokalt stöd som även är uthålligt. Skulle det visa sig, i ett sent skede, att en tredubbling av landbaserad vindkraft inte får acceptans hos lokalbefolkningen kommer scenariot "Land ++" då röra sig mot ett dyrare scenario som kan motsvarar "No Nucl" fast med bibehållen existerande kärnkraft. Det är inget som fångas av analysen i den här rapporten, men något som beslutsfattare måste vara medvetna om.

5.2.4 Volatilitet och flexibilitet

Volatila elpriser har skapat debatt under senare år och pekar på att detta är en central parameter av vad ett kraftsystems levererar. Graden av elprisvolatilitet som är acceptabel är troligen svår att kvantifiera, och det finns både positiva och negativa aspekter som kommer med en ökande volatilitet. För stor volatilitet kommer dock att medföra högre riskhanteringskostnader för alla aktörer, både konsumenter och producenter, och därmed negativt inverka på Sverige konkurrenskraft. En högre grad av planerbarhet bör därför anses minska risken för att oönskad elprisvolatilitet blir ett återkommande fenomen.

En av styrkorna med scenariot "Nucl. ++" är att det ger den lägsta prisvolatilitet av de studerade scenarierna, i paritet med den volatilitet vi ser idag. "Nucl. ++" har även en större andel planerbar produktion och möjliggör för ett större effektuttag än de övriga scenarierna. Elprisvolatiliteten är dock relativt låg även i scenariot "Land ++". Det scenariot har dock en större andel väderberoende produktion och möjliggör för ett något mindre effektuttag.

I den här studien antas ett omfattande bidrag av flexibilitet tillföras kraftsystemet, som nyttjas i högre grad i scenariot "Land ++". Det är flexibilitet som möjligen också kan bidra positivt till planerbarhet och möjligheten att öka effektuttaget vilket skulle minska skillnaderna mellan scenarierna, men det är aspekter som inte kvantifierats i studien.

Vad som dock är tydligt är att ett kraftsystem som har högre andel väderberoende produktion kommer att behöva förlita sig på utvecklingen av flexibilitetslösningar i högre grad än kraftsystem som har större andel planerbar kraft. De lösningarna kommer att behöva förankras hos alla marknadens aktörer, både vad gäller driftsäkerhet och uthållighet, ekonomiska incitament, användbarhet, tekniska förutsättningar med mera. Nätbolagen måste kunna lita på flexibilitetslösningen för att kunna erbjuda ytterligare nätkapacitet, industrin måste kunna motivera ev. kostnadsökningar och privatpersonen måste acceptera att hemmet eller bilen blir en integrerad del av kraftsystemet. Att idag förlita sig på att flexibilitetslösningar kommer vara på plats innebär en risk som måste beaktas i detta sammanhang, men som inte fångas kvantitativt i denna analys.

Slutligen behöver risker associerade med en storskalig utbyggnad av gaskraftverk som sker i scenariot "Land ++". Det är värt att poängtera att dagens energy-only-marknad inte skapar tillräckliga incitament för sådana investeringar. Därför krävs, utöver behovet av en säkerställd gasinfrastruktur som kan hantera den volatila driften, även tydliga marknadsförutsättningar för att möjliggöra etableringen av dessa kraftverk. Det krävs sannolikt även en politisk acceptans till att dessa kraftverk drivs på fossil naturgas.

5.2.5 Hur förhåller sig "Base" till jämförelsen

I denna analys har "Base" i huvudsak utgjort en mellanväg mellan "Nucl. ++" och "Land ++", vilket är anledningen till att det inte har belysts i lika stor utsträckning i diskussionen. Dock är det relevant att jämföra "Base" med de andra alternativen för att förstå dess styrkor och svagheter i relation till mer teknologiskt ensidiga vägval.

I "Base" uppgår den installerade kärnkraftskapaciteten till 5 GW, vilket innebär en mindre utbyggnad än i "Nucl. ++". Detta leder till två centrala frågor:

1. Om lägre volymer av ny kärnkraft byggs ut, minskar då de potentiella kostnadsreduktionerna genom erfarenhetsbaserat lärande?

2. Samtidigt kvarstår de betydande riskkostnaderna för kärnkraftsinvesteringar, där misslyckade projekt fortfarande kan leda till högre totalkostnader, även om exponeringen är lägre än i "Nucl. ++".

53. OECD & NEA (2020), Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear.

6. Slutsats

6.1 Slutsats

Denna studie analyserar möjliga klimatneutrala svenska kraftsystem för året 2050 och utvärderar deras självförsörjningsgrad, miljö- & klimatpåverkan samt konkurrenskraft. Metodiken erbjuder analys av en stor mängd scenarion, men studien har valt att fokusera på ett mindre antal som anses representera olika karakteristik av intresse, som nyinvestering i kärnkraft, ett fullt förnybart kraftsystem utan kärnkraft och olika storlek på expansion av landbaserad vindkraft. Följande slutsatser dras.

Metodik

1. Denna studie utgör ett betydande metodologiskt framsteg jämfört med tidigare kraftsystemstudier genom att bredda analysramen bortom enbart systemkostnader och elpriser, vilket tidigare varit i fokus. En central styrka är att de analyserade kraftsystemen, trots att de utgår från specifika teknikkostnader, genomgår en normalisering för rättvis jämförelse följt av en riskkostnadsanalys, vilket tydliggör känsligheten i systemkostnaderna gentemot osäkerheter i antaganden.

   Jämfört med tidigare studier introduceras nya dimensioner såsom en volatilitetsanalys över 33 väderår för att bättre förstå marknadsförutsättningar och prisbildning, en analys av självförsörjningsgrad, särskilt relevant med hänsyn till den geopolitiska utvecklingen, samt en kvantifiering av möjligt effektuttag och planerbar kapacitet för att belysa driftsäkerheten i olika kraftsystem.

   Metoden möjliggör en strukturerad jämförelse av olika teknologiska utvecklingsvägar, scenarier, genom att identifiera styrkor, svagheter och kompromisser. Samtidigt öppnar analysen upp för diskussion kring alternativa scenarier, vilket är särskilt relevant med tanke på framtidens osäkerheter och exemplifieras i den utvidgade jämförelsen i avsnitt 5.2. Genom att inkludera dessa perspektiv skapas en mer realistisk och användbar beslutsgrund för framtida kraftsystemplanering. Den här typen av studier kan därför med fördel nyttjas för att identifiera kraftsystem som inte är attraktiva och önskvärda och därmed minska antalet möjliga scenarion där fördjupade studier bör genomföras.

2. Studien visar också att mindre justeringar i antaganden för indata, exempelvis kostnad för investering i olika kraftslag, kan resultera i stora skillnader i det optimerade resultatet. Detta pekar på ett så kallat ”platt optimeringslandskap”, och det är då viktigt att testa hur resultatet varierar med justering i antaganden. Genom detta ökas förståelsen för olika alternativa vägval och exponering mot olika framtida scenarion, men det ger också ökad förståelse för det scenarion som oavsett inte är önskvärda.

Analys

Den här studien påvisar behovet av att kraftsystemet behöver tillföras planerbar produktion i stor skala för att säkerställa ett konkurrenskraftigt och robust kraftsystem dimensionerat för att hantera 300 TWh konsumtion. Av de alternativ som har inkluderats i denna studie framstår kärnkraften vara det realistiska alternativ som kan leverera planerbar fossilfri kraftproduktion i stor skala och som kompletterar en fortsatt utbyggnad av framför allt landbaserad vindkraft.

1. Tre scenarion framstår som mer attraktiva och realistiska jämfört med övriga, ”Nucl. ++”, ”Base” och ”Land ++”, och de expanderar primärt landbaserad vindkraft och kärnkraft. De scenarierna presterar totalt bäst vad gäller till exempel systemkostnad, elprisnivå och elprisvolatilitet. Andelen kärnkraft varierar mellan dessa scenarier från cirka en sjättedel till en tredjedel av den utbyggda kapaciteten.

   a. ”Nucl ++” är det scenario som faller bäst ut i alla jämförelser utom totala systemkostnaden. Detta innebär att om detta scenario realiseras så skulle det ge den största potentiella uppsidan. Av särskild vikt är både de lägsta elpriserna och den lägsta volatiliteten. Det är dock ett scenario förknippat med stora projektrisker. Skulle initiala projekt inte kunna levereras enligt tidsplan riskerar man en fördröjning av omställningen. Vidare har ”Nucl. ++” också de högsta riskerna för kostnadsökningar.

   b. ”Land ++” erbjuder efter ”Nucl. ++” relativt låga elpriser samt volatilitet och framstår överlag också som attraktivt. Det kommer dock med ett flertal förbehåll för att kunna realiseras. Det är inte ett kärnkraftsfritt scenario, och förutsätter att samtliga dagens reaktorer kan livstidsförlängas till 80 års drift. Har inget nytt kärnkraftsprogram redan startats går det inte i ett sent skede att ersätta dessa. Det förutsätts vidare att förbrukarflexibilitet står för en mycket större roll vid anslutning av ny last liksom en utbyggnad av storskalig gaskraft. Slutligen har ”Land ++” också det högsta markanspråket av alla scenarier. Skulle några av dessa förutsättningar inte realiseras riskerar ”Land ++” istället att övergå i ett mer kostsamt alternativscenario.

   c. ”Base” är ett scenario som på flera sätt fångar fördelar med både Nucl. ++ och Land ++. Det har något högre genomsnittliga priser och volatilitet men överlag de lägsta riskerna och erbjuder störst handlingsfrihet i ett sent skede. Med utgångspunkt i ”Base” har man möjligheten att i efterhand styra policy i sikte mot både ”Nucl. ++” och ”Land ++”, beroende på vilket som i framtiden faller ut som mest attraktivt.

2. Studien påvisar vidare att de två scenarier som helt exkluderar kärnkraft, ”No Nucl” och ”No Nucl. No Fossil” med hög sannolikhet inte är realistiska alternativ eftersom de är förknippade med signifikant högre systemkostnader, elprisnivå och elprisvolatilitet jämfört med alternativen, och dessutom introducerar ett gasberoende. I slutändan riskerar dessa scenarier att försvåra för Sverige att nå sina klimatmål.

3. För att säkerställa konkurrenskraft, självförsörjningsgrad, hållbarhetsmål och systemstabilitet bör ett kärnkraftsprogram inriktat på nybyggnation genomföras. De mest önskvärda systemkonfigurationerna – “Nucl. ++”, “Base” och “Land ++” – inkluderar samtliga en kärnkraftsflotta minst i dagens storlek. Osäkerheten kring programmets omfattning beror på tre huvudsakliga faktorer: (i) Framtida elförbrukning är svår att prognostisera, (ii) Livstidförlängning av befintliga reaktorer är osäker, även om en drift upp till 80 år är en rimlig målsättning, samt (iii) Nya kärnkraftsprojekt innebär investeringsrisker, men kan genom skaleffekter och teknikutveckling på sikt leda till god kostnadseffektivitet.

4. En betydande expansion av landbaserad vindkraft är avgörande för att möta framtida elbehov, där de flesta scenarier visar en nästan tredubblad kapacitet, medan “Land ++” når en fyrdubbling. Effektiv integration av vindkraft kan minska systemets riskkostnader och stärka konkurrenskraften genom lägre elpriser. För att möjliggöra en snabb och omfattande utbyggnad krävs en proaktiv hantering av tillståndsprocesser och markanvändningskonflikter.

5. I de tre scenarion som framstår som mest realistiska, ”Nucl ++”, ”Base” och ”Land ++” byggs ingen havsbaserad vindkraft. Detta på grund av kostnadsantaganden och den starka korrelationen med landvindens produktionsmönster. Det sistnämnda ger havsvinden en svag intjäningsförmåga. Dock så framstår scenariot ”Offshore ++” som ett relativt attraktivt alternativ till en storskalig utbyggnad av kärnkraft och/eller landbaserad vindkraft. Den havsbaserade vindkraften kan i det sammanhanget ses erbjuda säkerhet mot eventuella problem i ett kärnkraftsprogram eller låg acceptans för en expansion av landbaserad vindkraft.

6. En högre grad av flexibilitet jämfört med vad som finns idag, inkluderat elfordon, uppvärmningssektorn och vätgasproduktion, är avgörande för att möjliggöra de kraftsystem som analyserats i denna studie. Om förbrukningsflexibiliteten inte utvecklas som antagits i denna studie ställer det större krav på ny gaskraft för att täcka upp för perioder med låg sol- och vindproduktion.

7. Solkraft förväntas ha en begränsad roll i det svenska elsystemet på grund av låg årsproduktion och litet kapacitetsbidrag vid kritiska tidpunkter men kan i viss utsträckning bidra till ökad diversifiering och möjliggöra en kostnadseffektiv expansion av elproduktionen. En rimlig målsättning är att solkraft står för omkring 5 % av den totala elförbrukningen, särskilt genom decentraliserad produktion och lokala energisystem.

6.2 Framtida studier

Det är viktigt att understryka att denna analys primärt fokuserar på elproduktion och kraftsystemet där ambitionen har varit att introducera fler aspekter i metodiken och ett bredare resonemang kring kvalitéer som systemet måste leverera för att kunna identifiera de system som mest troligt uppfyller samhällets kravställning. Det finns dock många centrala aspekter som måste analyseras vidare för att skapa en djupare förståelse kring förutsättningarna för att säkerställa konkurrenskraft, robusthet, driftsäkerhet och i förlängningen social acceptans. Nedan listas några förslag på framtida studier som kan ta utgångspunkt ur denna analys.

6.2.1 Inkludera fler kvalitéer som kraftsystemet bör leverera i analysen

Metodiken som används i denna studie för att modellera och simulera framtida kraftsystem ger goda insikter i förutsättningarna för investering i produktion och hur olika aspekter som investeringskostnad, flexibilitet och tillgång till areal för expansion av vindkraft påverkar resultatet. Modelleringen fokuserar dock på normaldrifttillståndet och tar inte hänsyn till driftsäkerhetsaspekter och behovet av resurser för att hantera störningar, nödlägen och i värsta fall återstart av kraftsystemet. För att kunna dra långtgående slutsatser kring vilket eller vilka scenarion som är mest attraktiva och önskvärda bör därför ytterligare aspekter och kvaliteter som kraftsystemet ska leverera beaktas och analyseras i fortsatta studier. Den här typen av studier kan med fördel nyttjas för att identifiera kraftsystem som inte är attraktiva och önskvärda och därmed minska antalet möjliga scenarion där fördjupade studier bör genomföras.

6.2.2 Begränsningar i energy-only marknad:

Som en konsekvens av det ökade väderberoendet i elsystemen observeras kvartalsvisa genomsnittspriser över 200 €/MWh under flera av de 33 analyserade väderåren – även i system med en hög andel planerbar kärnkraft (se Figur 31). Detta indikerar att extrema prisnivåer kan uppstå trots en mer stabil kraftmix, vilket utmanar antagandet att dessa system per definition är mindre volatila och mer robusta.

Denna prisvolatilitet representerar sannolikt inte en acceptabel nivå för samhället och kan därmed illustrera en begränsning i den så kallade energy-only-marknaden, som är en central princip i den använda modelleringsmetodiken. Marknaden bygger på att elpriset i sig ska ge incitament för nödvändig kapacitet, men resultaten visar att systemet i extrema vädersituationer inte nödvändigtvis tillhandahåller tillräcklig kapacitet för att undvika mycket höga elpriser och kraftig prisvolatilitet.

Detta väcker frågan om huruvida energy-only-marknaden är tillräcklig för att garantera önskvärd volatilitet i framtidens energisystem, eller om ytterligare marknadsstrukturer och mekanismer, såsom kapacitetsmarknader eller strategiska reserver, bör övervägas.

6.2.3 Osäkerhet i tillkommande förbrukning

Känslighetsanalysen som genomförts inom ramen för denna studie visar att vid ett lägre förbrukningsscenario, 250 TWh, förändras de kostnadsoptimerade kraftsystemen. Exempelvis ingår ingen ny kärnkraft i den optimala kraftmixen för detta scenario vid referensantaganden om investeringskostnader (se scenario ”Demand --” i Figur 14). Det bör dock noteras att en strikt kostnadsoptimerad analys har begränsningar, då systemkostnaderna ofta varierar marginellt mellan kraftslagssammansättningar. Även om denna känslighet i förbrukningsscenario på 250 TWh inte har inkluderats i den djupare analysen så är det möjligt att med bas i jämförelsen mellan huvudscenarier föra ett resonemang kring vad konsekvenserna skulle vara om samma kraftslagsmix antas men att systemet minskas från 300 TWh till 250 TWh.

Vid en jämförelse av de tre bästa scenarierna – “Nucl. ++”, “Base” och “Land ++” – framstår “Land ++” som relativt mer attraktivt vid ett lägre förbrukningsscenario. Detta beror på att dess konkurrenskraft förstärks genom lägre systemkostnader och elprisnivå, samtidigt som behovet av mark för landbaserad vindkraft minskar. Dock är det oklart om förbättringarna i systemparametrar såsom självförsörjningsgrad, volatilitet och driftsäkerhet är tillräckliga för att “Land ++” ska bli det mest attraktiva alternativet. Dessutom kan en osäkerhet för livstidsförlängning av kärnkraft och realiserad förbrukningsflexibilitet minska vid en lägre efterfrågan, men dessa faktorer förblir sannolikt ändå centrala för systemet.

Mot bakgrund av dessa insikter rekommenderas att framtida studier fördjupar analysen av olika förbrukningsscenarier. Det skulle vara särskilt värdefullt att bättre förstå vilket förbrukningsscenario och kraftsystemets sammansättning som tillsammans mest sannolikt leder till en hållbar och konkurrenskraftig väg till klimatneutralitet. Eftersom förbrukningsnivån i hög grad speglar framtida industriell utveckling, bör detta även kopplas till en bredare diskussion om Sveriges långsiktiga industriella vision och de socioekonomiska konsekvenserna av olika nivåer av elektrifiering och industrialisering.

6.2.4 Flexibilitet

Rollen av flexibilitet har belyst i analysen likväl som osäkerheterna kopplade till hur mycket flexibilitet som faktiskt kommer att kunna tillgängliggöras kraftsystemet. I vilken utsträckning kommer industrin att reagera på ökande prisvolatilitet, vilka förutsättningar krävs för överkapacitet i elektrolyserar kommer att vara lönsamt och i vilken grad kan nätägare förlita sig på flexibilitetslösningar för att tilldela kapacitet. Det är exempel på frågeställningar som är centrala för en fördjupad förståelse av flexibilitetens möjligheter och begräsningar. Kopplat till den här studien hade en fördjupad analys av flexibilitetens förutsättningar för att kunna stötta ett expanderade kraftsystem varit värdefullt. Det hade kunnat ge underlag för att undersöka ett utökat antal scenarion och hur dessa kan påverka systemkostnader, elprisnivå, elprisvolatilitet och driftsäkerhet. I vilken grad är kraftsystemet beroende av utvecklingen av flexibilitet för att kunna möjliggöra en efterfrågan på 300 TWh? Detta är en fråga som framtida studier kan adressera.

6.2.5 Vägen fram till 2050

Den här studien utgår från en etablerad efterfrågan vid en given tidpunkt i framtiden. Den bortser dock från att adressera eventuella utmaningar och risker som kan uppstå under tiden kraftsystemet expanderas. En vidare analys borde genomföras vad gäller eventuella samberoenden mellan beslut som lägger grunden för utbyggnaden och även hur hantering av risker kan hanteras optimalt.

MARS 2025

Uppdrag 2045

SVENSKT NÄRINGSLIV

Kraftsystem 2050

En studie av Quantified Carbon för Svenskt Näringsliv

Kraftsystem Robust för 300 TWh