

Ärende nr: 2023/4164

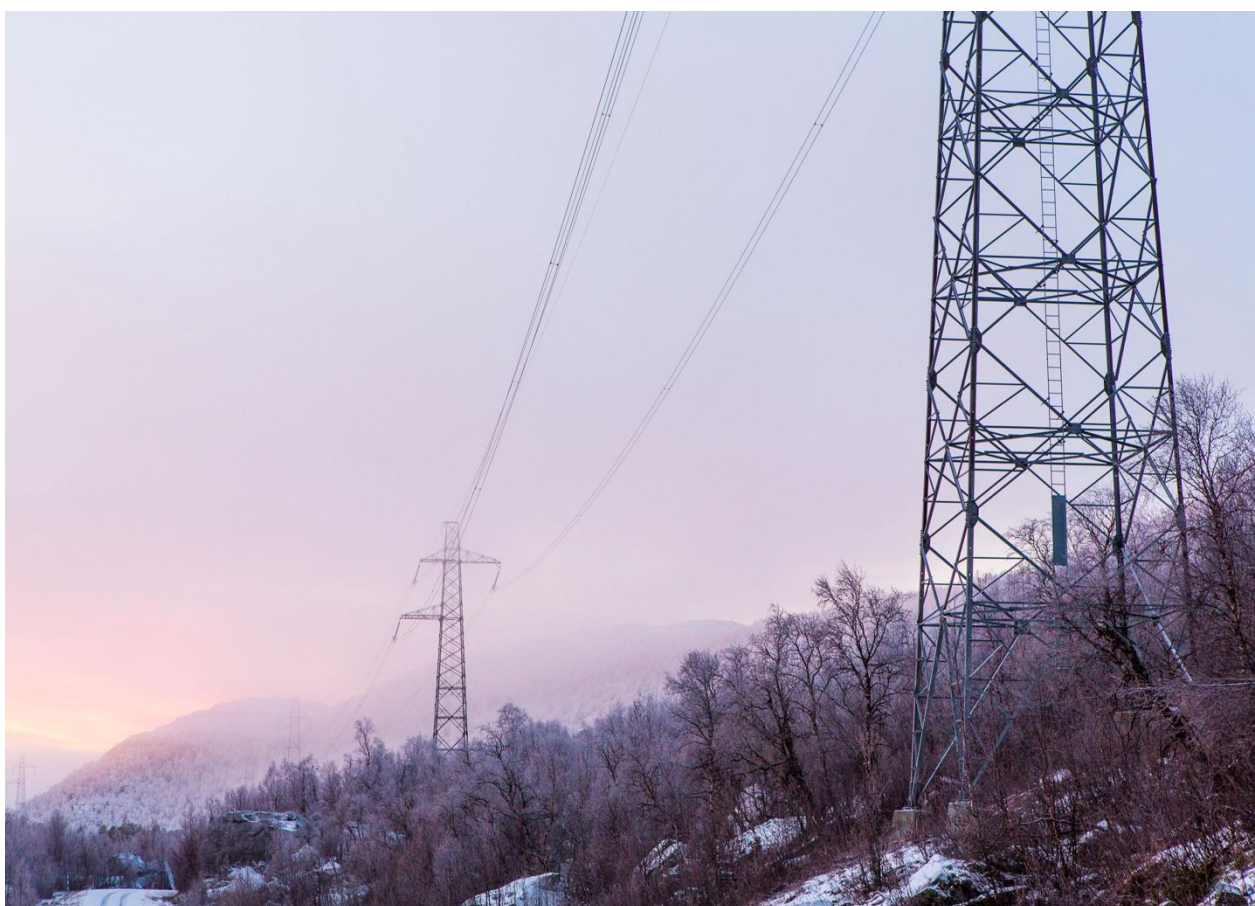
Datum: 2024-01-26

---

# Långsiktig marknadsanalys

## Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050

---



# Svenska kraftnät

---

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

## **Version 2**

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00  
Fax: 010-475 89 50  
[www.svk.se](http://www.svk.se)



# Innehåll

Förord .....	7
Förkortningar .....	8
Sammanfattning .....	10
<b>1 Inledning.....</b>	<b>16</b>
1.1 Syfte.....	16
1.2 Scenarioarbetet på europeisk, nordisk, och nationell nivå .....	17
1.3 Modellering och metodutveckling.....	18
1.4 Förändringar jämfört med LMA2021 .....	18
1.5 Disposition .....	20
<b>2 Scenarier – övergripande inriktning.....</b>	<b>22</b>
2.1 Trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer .....	22
2.1.1 Ökad förbrukning för att klara energiomställningen .....	22
2.1.2 Utvecklingen för olika kraftslag.....	23
2.2 Scenarier i LMA2024.....	26
<b>3 Antaganden scenarier.....</b>	<b>32</b>
3.1 Förbrukning .....	33
3.2 Produktionskapacitet.....	35
3.3 Lönsamhetsbedömning .....	36
3.4 Överföringskapacitet .....	40
3.5 Bränslepriser .....	41
3.6 Vätgasmodellering .....	41
3.7 Flexibilitet från elfordon.....	44
<b>4 Simuleringsresultat .....</b>	<b>47</b>
4.1 Energibalanser .....	47
4.2 Flöden.....	50
4.3 Priser .....	54
4.3.1 Sverige .....	54
4.3.2 Övriga länder.....	55
4.3.3 Prisskillnader .....	56
4.4 Marginalnytta .....	58

4.5	Balanseringsbehov .....	60
4.6	Rotationsenergi och icke-synkron produktion .....	65
4.7	Effektillräcklighet .....	69
4.7.1	Metod för effektillräcklighet.....	69
4.7.2	Resultat för effektillräcklighet.....	70
<b>5</b>	<b>Fördjupningsavsnitt .....</b>	<b>74</b>
5.1	Vätgasledning.....	74
5.2	Flexibilitet från elfordon.....	77
5.3	Justerade bränslepriser .....	81
<b>6</b>	<b>Slutsatser .....</b>	<b>86</b>



# Förord

Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys släpps vartannat år och presenterar scenarier för det nordiska och nordeuropeiska kraftsystemet fram till 2050. De olika scenarierna har analyserats ur olika aspekter med avsikten att identifiera behov och utmaningar för kraftsystemet. Scenarierna och de simuleringsresultat som presenteras inte är prognoser utan ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet, samt vilka åtgärder som kan behövas för att möta utmaningarna.

I den långsiktiga marknadsanalysen för 2024 kan man t.ex. tydligt se att en ökad förbrukning i norra Sverige får stor påverkan på priserna i området och att behovet av ny produktionskapacitet blir avgörande för att möta elektrifieringen i Sverige. Kärnkraften har en större roll än i tidigare i marknadsanalysens scenarier. Samtidigt krävs i samtliga scenarier även en stor utbyggnad av vind- och solkraft. Det finns ett stort behov av att öka överföringsförmågan över Snitt 1 samt mellan SE1 och övriga elprisområden och vätgasens kommande infrastruktur samt hur den samspelar med elsystemet påverkar hur vi effektivt skapar ett energisystem för att hantera energiomställningen.

Framtidens elsystem med en stor andel förnybar produktion från vind- och solkraft skapar ett mindre förutsägbart kraftsystem, där både behovet av flexibilitet och reserver ökar. Förbrukningsflexibilitet blir helt nödvändigt för att klara effekttillräckligheten år 2045. Nyttan för utlandsförbindelser är generellt sett fortsatt hög. Utmaningen för Svenska kraftnät blir att hitta den kombination av lösningar som på bästa och mest samhällsekonomiska vis ser till att kraftsystemet är fortsatt stabilt i framtiden och samtidigt möter samhällets behov av ökad elförbrukning i rätt tid och behovet av en energiomställning i omvärlden.

TILLSTYRKT

RAPPORTÖRER

Daniel Gustafsson

Elis Nycander  
Tobias Jakobsson  
Erik Hellström

# Förkortningar

BID3 – Elmarknadsmodell från Afry

BSMMG – Baltic Sea Market Modelling Group

DE – Distributed Energy (TYNDP-scenario)

DoU – Drift- och underhållskostnader

EENS – Expected Energy Not Served (förväntad lastbortkoppling)

EF – Elektrifiering förnybart (LMA-scenario)

EMPS – Samkörningsmodellen (elmarknadsmodell från Sintef)

ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators for Electricity

ENTSO-G – European Network for Transmission System Operators for Gas

EP – Elektrifiering planerbart (LMA-scenario)

FM – Färdplaner mixat (LMA-scenario)

GA – Global Ambition (TYNDP-scenario)

LOLE – Loss of Load Expectation (sannolikhet att lastbortkoppling behövs)

NGDP – Nordic Grid Development Perspective

PCI – Projects of Common Interest (speciell status för projekt på EU-nivå)

RfG – Requirements for Generators (gemensam nätkod för elproduktionsenheter inom EU)

SF – Småskaligt förnybart (LMA-scenario)

SOC – State of charge (laddningstillstånd för batterier)

TYNDP – Ten Year Network Development Plan (scenarier från ENTSO-E och ENTSO-G)

WEO – World Energy Outlook



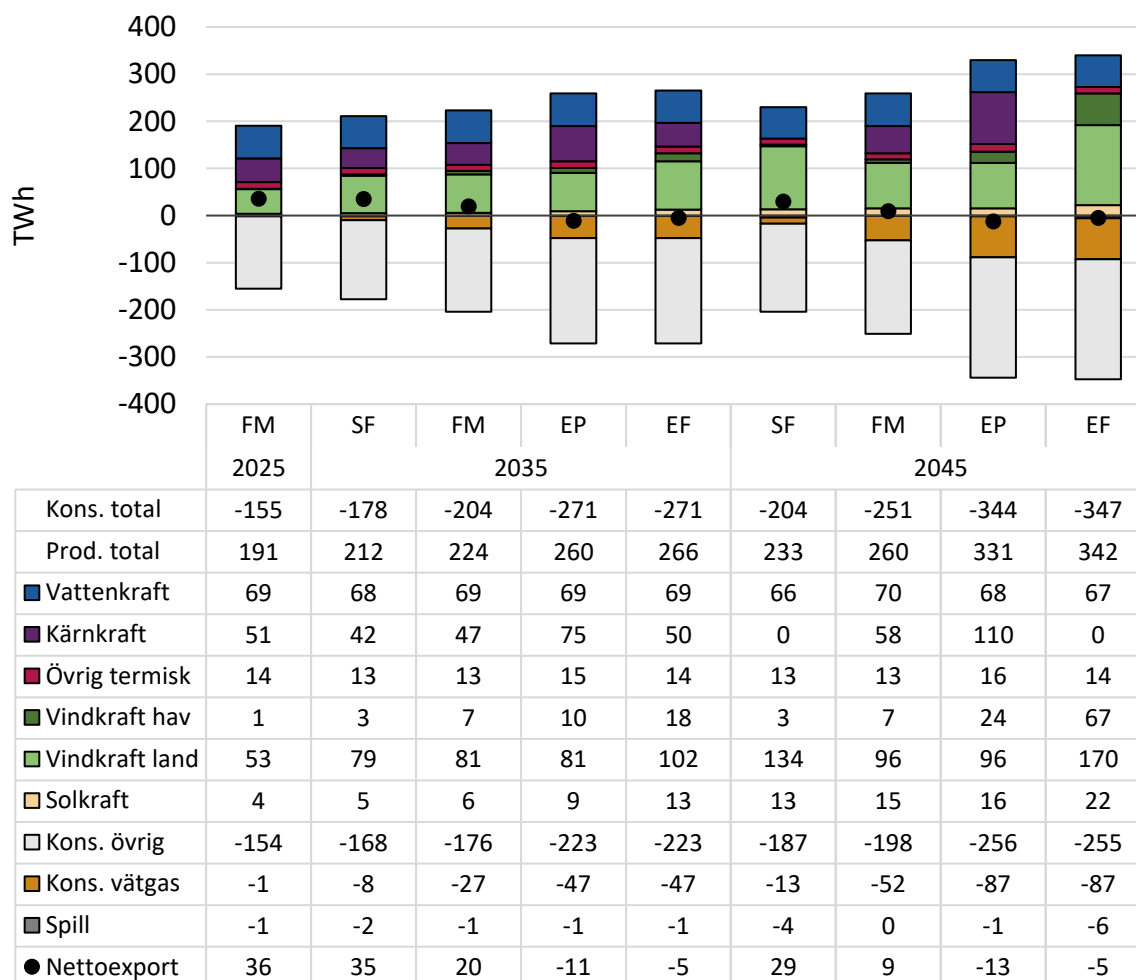


# Sammanfattning

Svenska kraftnät uppdaterar regelbundet långsiktsscenarier för det svenska och nordeuropeiska kraftsystemet. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska transmissionsnätet och för det synkrona nordiska kraftsystemet och möjliggör ett proaktivt arbetssätt. Arbetet går under benämningen långsiktig marknadsanalys, LMA. Detta är slutrapporten till fjärde upplagan av LMA, LMA2024. I rapporten presenteras fyra scenarier som visar på olika utvecklingsvägar för kraftsystemet och vilka behov dessa kan medföra:

- Småskaligt förnybart (SF),
- Färdplaner mixat (FM),
- Elektrifiering planerbart (EP) och
- Elektrifiering förnybart (EF).

I följande figur visas simulerat årsmedel för elproduktion, elanvändning och energibalans för Sverige i de fyra scenarierna.



Gemensamt för de fyra scenarierna är att behovet av el ökar. Detta för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser. I scenarierna varierar elbehovet beroende bland annat på

omställningstakt, genomslag för vätgasproduktion från el, energieffektivisering, digitalisering och importberoende gentemot självförsörjningsgrad. För att möta den stora efterfrågan på el krävs en stor utbyggnad av elproduktionen, och den årliga utbyggnadstakten år 2025-2045 i scenarierna ligger mellan 2-7,5 TWh.

I scenarierna varierar produktionskapaciteten för olika kraftslag för att skapa en bild av hur olika tänkbara utvecklingsvägar påverkar kraftsystemet och Svenska kraftnäts verksamhet. Scenarierna sträcker sig från 2025 till 2050, men simuleringar har främst gjorts för åren 2035 och 2045. Produktionskapaciteten för år 2025 baseras på utvecklingen framtagen i Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys<sup>1</sup> och är alltså samma för samtliga scenarier, men utvecklas därefter i skilda riktningar i de olika scenarierna.

I rapporten presenteras bland annat simulerade elpriser och handelsflöden. Scenarierna har vidare analyserats, både kvantitativt och kvalitativt, utifrån aspekterna:

- elpriser i Sverige och utlandet,
- långsiktigt överföringsbehov inom Sverige och mellan Sverige och utlandet,
- konsekvenser för effekttillräckligheten i Sverige,
- förutsättningar för balansering av systemet och
- rotationsenergi och andel omriktarbaserad produktion.

Dessutom har fördjupade analyser utförts för tre områden som alla kan få stor betydelse för omställningen av energisystemet: efterfrågefleksibilitet från elfordon, sektors-integration mellan el och vätgas samt den framtida utvecklingen av bränslepriser.

Scenarierna visar på stora förändringar mot dagens kraftsystem. En kraftig elektrifiering leder till en förändrad prisbild och andra kraftflöden. Elpriserna blir i regel mer volatila och kopplas i större utsträckning till variation i produktion. Kraftsystemet blir mindre förutsägbart och utfallsrummet för möjliga driftfall ökar.

Simuleringsresultaten visar på flera utmaningar varav de viktigaste slutsatserna samt behov för vidare arbete presenteras i punktform nedan:

> Den höga elförbrukningen som förväntas i norra Sverige, främst kopplad till omställningen av järn- och stålindustrin med hjälp av vätgas, får en stor inverkan på resultaten. Den prisgradient som finns i dagsläget med lägre priser i norr och högre priser i söder jämnas ut och elpriset i SE1 blir högre än i övriga landet i scenarierna med högst elförbrukning. Detta skapar ett stort behov av överföringskapacitet mellan SE1 och angränsande elprisområden. En jämförelse mellan utbyggd kapacitet i elnätet och en ny vätgasledning med motsvarande kapacitet visar att en vätgasledning har en något större potential för att sänka det erhållna elpriset för vätgasproduktionen i norra Sverige, dvs. det genomsnittliga elpris som betalas av elektrolysörerna. Detta visar på betydelsen av en väl fungerande samplanering av el- och gasnät

---

<sup>1</sup> Svenska kraftnät 2022: Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027. Länk från 2023-12-12: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2022.pdf>

för att framtidens energisystem ska utvecklas så effektivt som möjligt och vikten av att vidare undersöka förutsättningarna för en sådan vätgasledning.

> Analys av marginalnyttan för snittförstärkningar indikerar höga nyttor med ökad överföringskapacitet, både för interna förbindelser inom Sverige och mellan Sverige och våra grannländer. För de svenska snitten blir nyttan särskilt hög för förstärkning av Snitt 1. Nyttan av ytterligare förstärkning av Snitt 2 utöver de som planeras genom NordSyd-paketet är mer scenarieroende och blir störst i de scenarier där kärnkraften avvecklas. Även förstärkning av Snitt 4 visar en mer varierad nytta som blir störst i de scenarier där det byggs havsbaserad vindkraft i SE4, vilket bidrar till fler flaskhalsstimmar för norrgående handelskapacitet för Snitt 4. Marginalnyttan av förbindelser till kontinenten är fortsatt hög i samtliga scenarier. Dock ses i scenarierna med högst elförbrukning att prisskillnaden mellan södra Sverige och kontinenten avtar, vilket minskar marginalnyttan av ökad handelskapacitet till kontinenten. Istället uppstår flaskhalsar mellan SE1 och angränsande elprisområden, vilket ökar marginalnyttan av förstärkningar på dessa förbindelser och gör att tyngdpunkten för den totala nyttan av förstärkningar flyttas norrut.

> En större andel förnyar produktion skapar ett minde förutsägbart kraftsystem och ökar behovet av flexibilitet från alla resurser i kraftsystemet. En uppskattning av behovet av frekvensåterställningsreserver visar på ett behov av 1,8 GW-3,6 GW reserver beroende på scenario år 2045. När det gäller effekttillräcklighet är flexibilitet i elförbrukning avgörande för ett fungerande kraftsystem år 2045 i scenarierna med högst elförbrukning. Analyserna av effekttillräcklighet visar att ett stort antal briststimmar uppstår om inte betydande flexibilitet antas i elförbrukningen för produktion av vätgas och för elfordon. Det har därför stor betydelse att möjliggöra för flexibilitet från förbrukning och andra resurser att utvecklas och bidra till kraftsystemets förmågor på marknadsmässiga villkor. Detta kan handla om att säkerställa att nätkoder och kravställning är anpassade för nya tekniker som elektrolysörer och vehicle-to-grid, eller att upprätta kapacitetes- och flexibilitetsmarknader som gör det möjligt att få ersättning för tjänster som bidrar till kraftsystemets balansering och effekttillräcklighet.

> Utvecklingen som beskrivs i scenarierna innebär ökade utmaningar med att upprätthålla systemstabiliteten, framför allt i de scenarier där kärnkraften avvecklas. Lägre andel synkron produktion ansluten till transmissionsnätet ger lägre rotationsenergi i kraftsystemet samt minskar möjligheten att spänningsreglera och motverka effektpendlingar om inte andra åtgärder vidtas. Dock kan kraftelektronik som designats på rätt sätt tillföra viktiga förmågor till kraftsystemet. För att möjliggöra detta arbetar Svenska kraftnät med att anpassa och skärpa kravställningen både på egna anläggningar och på kraftomriktaransluten produktion och förbrukning. Som exempel kan nämnas att den snabbaste frekvensreserven FFR tillhandahålls helt av energilagring och förbrukning, och att kraftomriktaransluten förbrukning och produktion spelar en allt större roll för att tillhandahålla övriga frekvensreserver<sup>2</sup>. När det gäller spänningsreglering pågår arbete med att ta tillvara på förmåga till spänningsreglering som finns

---

<sup>2</sup> Svenska kraftnät, "Utbud på marknaderna för reserver", länk från 2023-12-12. Länk: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/utbud-pa-marknaderna-for-reserver/>.

hos produktion kopplad till regionnäten, samtidigt som nya nätkoder för produktion i RfG ställer högre krav även på vind- och solkraft att kunna bidra till spänningsregleringen.

Utvecklingen som beskrivs i scenarierna ställer stora krav på Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet. Vi behöver arbeta proaktivt för att fortsatt säkerställa att kraftsystemet är hållbart, säkert och kostnadseffektivt. I detta avseende bedrivs ett intensivt arbete på Svenska kraftnät, och några av alla projekt och initiativ som pågår nämns i denna rapport. Det är också viktigt att samhällets aktörer gemensamt arbetar för att omställningen av Sveriges energisystem kan ske så effektivt och samhällsekonomiskt som möjligt. I detta ligger till exempel att förbättra och fördjupa prognos- och scenariosamarbetet, men också att möjliggöra för att utbyggnaden av Sveriges elnät ska kunna gå betydligt snabbare än i dag. Om överföringssystemet inte utvecklas för att möta de förändrade produktions- och förbrukningsmönstren så kommer klimat- och energipolitiska mål bli svåra att uppnå och samhällets välfärd och utveckling försämras. För att klara omställningen är det även avgörande att utbyggnaden av produktions- och överföringskapacitet går i takt med det ökade behovet av fossilfri el och att mer flexibilitet tillkommer.





# 1 Inledning

Svenska kraftnät är systemansvarig för överföringssystemet i Sverige och förvaltar och utvecklar Sveriges transmissionsnät för el. Det uppnås på kort sikt genom att övervaka kraftsystemet dygnet runt, och på lång sikt genom att bygga nya kraftledningar och anpassa kraftsystemet för att möta framtidens elbehov. Genom vår långsiktiga scenarioranalys identifierar vi framtida behov och utmaningar och skapar därmed förutsättningar för att agera proaktivt och säkerställa att vi klarar vårt uppdrag.

Framtidsanalyser med hjälp av scenarier har länge legat till grund för Svenska kraftnäts planering. Eftersom omvärlden är i ständig förändring behöver scenarierna regelbundet anpassas efter den politiska, tekniska och ekonomiska utvecklingen. Sedan 2016 pågår det återkommande arbetet med att ta fram scenarier samt identifiera utmaningar och behov för kraftsystemet under benämningen långsiktig marknadsanalys, LMA.

## 1.1 Syfte

Det övergripande målet med LMA är att bidra med ökad kunskap och insikt för att underlätta för Svenska kraftnät att planera och genomföra åtgärder i tid för att möta kraftsystemets behov.

Investeringar i kraftsystemet är komplexa åtgärder som tar lång tid att få på plats och ska hålla under många år. De behöver därför göras med god framförhållning och beakta förutsättningarna i kraftsystemet under lång tid framåt. Förändringar i utformningen av olika marknader knutna till kraftsystemet är även de komplexa och tidskrävande att införa. För att kunna identifiera behov och åtgärder, utvärdera investeringsalternativ och därmed möjliggöra ett proaktivt arbetssätt behöver Svenska kraftnät ta fram och studera olika scenarier för kraftsystemets långsiktiga utveckling.

Scenarierna som tas fram i LMA sträcker sig från år 2025 till år 2050. På grund av den stora osäkerhet som finns när man studerar utvecklingen långt in i framtiden görs scenarier som fångar upp ett brett utfallsrum för utvecklingen av kraftsystemet. Detta gör det möjligt att se hur olika utvecklingsvägar påverkar behoven, och att få större insikter genom jämförelser mellan de olika scenarierna. Scenarierna är alltså ingen prognos för det framtida kraftsystemet utan ett verktyg för att analysera behoven i framtidens kraftsystem.

De långsiktiga scenarierna används kontinuerligt i Svenska kraftnäts arbete med att identifiera behov och utvärdera åtgärder. De används framför allt för att utvärdera samhällsnyttan av investeringar i transmissionsnätet, både inom Sverige och mellan Sverige och utlandet. Samhällsekonomiska analyser görs för alla investeringar som Svenska kraftnät genomför och scenarierna har därför stor betydelse för verksamheten. Vidare används scenarierna som underlag för fördjupade studier som genomförs inom Svenska kraftnäts verksamhet, t.ex. detaljerade nätanalyser och analyser av behoven av stödtjänster för att upprätthålla ett driftsäkert kraftsystem.



## 1.2 Scenarioarbetet på europeisk, nordisk, och nationell nivå

Arbetet med att ta fram scenarier för det framtida kraftsystemet pågår parallellt både på europeisk, nordisk, och nationell nivå.

Inom Europa sker scenarioarbetet genom ett samarbete mellan ENTSO-E och ENTSO-G, de europeiska samarbetsorganisationerna för de nationella systemoperatörerna för överföringssystemen för el och naturgas. Dessa tar vartannat år fram TYNDP-scenarierna. Arbetet med TYNDP-scenarierna sker i flera olika steg, varav det första är att ta fram generella scenarier på prisområdesnivå fram till 2050. Dessa scenarier används sedan för att t.ex. göra mer detaljerade analyser av utbyggnadsbehoven i elnätet och för att utvärdera den samhällsekonomiska lönsamheten för investeringsprojekt som ansökt om att bli PCI-projekt (Projects of Common Interest), vilket ger finansiellt stöd och snabbare regulatoriska behandlingsprocesser.

De senaste TYNDP-scenarierna släpptes 2022 och innehåller tre scenarier: National Trends, Distributed Energy, och Global Ambition<sup>3</sup>. National trends är ett "bottom-up" scenario som bygger på de nationella systemoperatörernas prognoser, medan Distributed Energy och Global Ambition tagits fram genom en investeringsoptimering av de europeiska el- och vätgassystemen. I LMA2024 bygger modelleringen av länderna utanför Norden till stor del på TYNDP 2022-scenarierna som anpassats till den elmarknadsmodell som används på Svenska kraftnät. Samtidigt pågår arbetet på europeisk nivå med att ta fram scenarierna för TYNDP 2024, där Svenska kraftnät också deltar.

Även på nordisk och baltisk nivå finns ett samarbete kring att ta fram scenarier för elkraftsystemet. Detta sker genom Nordic Grid Development Perspective som är en gemensam rapport om utvecklingen för det nordiska kraftsystemet<sup>4</sup>. Dessutom finns ett gemensamt utbyte av scenario-data inom BSMMG (Baltic Sea Market Modelling Group) där de nordiska och baltiska systemoperatörerna delar sina nationella scenarier. För modellering av övriga länder i Norden och Baltikum i LMA2024 är BSMMG en viktig källa.

På Svenska kraftnät tas kvantifierade scenarier för kraftsystemets utveckling fram främst inom ramen för LMA och KMA (Kortsiktig marknadsanalys), där den senaste versionen är KMA2022<sup>5</sup>. I LMA2024 används år 2025 från KMA2022 som utgångspunkt för produktionskapaciteten i de olika scenarierna, som sedan utvecklas i olika riktningar. Svenska kraftnät genomför även årligen en omvärldsanalys där omvärldsförändringar inom energisektorn som kan få betydelse för Svenska kraftnäts verksamhet identifieras och analyseras, och som också utgör ett underlag för scenarioarbetet.

---

<sup>3</sup> ENTSO-E och ENTSO-G, "TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022", 2022. Länk från 2023-12-12: <https://2022.entsos-tyndp-scenarios.eu/>

<sup>4</sup> Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid, Statnett, november 2023, "Nordic Grid Development Perspective 2023". Länk från 2023-12-12: [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk\\_ngpd2023.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_ngpd2023.pdf)

<sup>5</sup> Svenska kraftnät, "Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027", ärende nr. SvK 2022/3235, 2022. Länk från 2023-12-12: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2022.pdf>

## 1.3 Modellering och metodutveckling

Scenarierna i LMA2024 har simulerats helt i elmarknadsmodellen BID3. Detta är en förändring mot tidigare LMA-rapporter, där BID3 använts för att simulera större delen av Europa, och priserna från BID3 sedan använts som randvillkor för att simulera Norden och Baltikum i elmarknadsmodellen EMPS.

Huvudskälet till att BID3 använts i LMA2024 är att denna modell har bättre funktionalitet för att simulera andra energibärare parallellt med kraftsystemet. I flera av LMA-scenarierna simuleras liksom i TYNDP2022-scenarierna ett europeiskt vätgassystem, bestående av produktion, transport, och förbrukning av vätgas. För att bättre kunna modellera ett vätgassystem som kopplas till kraftsystemet som i TYNDP-scenarierna har vi därför valt att använda BID3. BID3 har även andra fördelar jämfört med EMPS som en mer välutvecklad modellering av förbrukningsflexibilitet från t.ex. elfordon och korttidslagring från batterier.

EMPS har tidigare använts som huvudmodell i LMA främst därför att den har en mer utvecklad vattenkraftsmodellering. Då vätgasmodelleringen är en viktig del av modelleringen i TYNDP2022 och osäkerheten i scenarierna är stor har dock bedömningen gjorts att en mer detaljerad vattenkraftsmodellering är mindre viktig jämfört med en förbättrad vätgasmodellering. För framtida studier pågår ett arbete på Svenska kraftnät med att utveckla flera delar av modelleringen i våra elmarknadsmodeller.

En förändring i elmarknaden som kan få stor inverkan på framtida elpriser är införandet av flödesbaserad kapacitetstilldelning, som planeras till hösten 2024. Den nya kapacitetstilldelningen syftar till att elmarknadsalgoritmen i högre grad ska kunna beakta hur flöden i elnätet fördelas utifrån fysikens lagar. Idag är marknaden NTC-baserad, vilket betyder att det för varje förbindelse finns en maximal nivå för överföringen på denna förbindelse som inte får överskridas och som är helt oberoende av andra flöden i nätet. Detta är en förenkling av verkligheten som kan vara godtagbar i många sammanhang, men införandet av flödesbaserad kapacitetstilldelning förväntas ytterligare öka nätutnyttjandet och därigenom den totala samhällsnyttan som genereras av elmarknaden.

Simuleringarna som genomförts i LMA2024 är NTC-baserade, vilket betyder att vi inte tar hänsyn till de effekter som flödesbaserad kapacitetstilldelning har på t.ex. elpriser. Även om detta är en begränsning i modellen så är bedömningen att effekten av detta på lång sikt är liten jämfört med alla de andra osäkerheter som finns för scenarier fram till 2050. Flödesbaserad kapacitetstilldelning syftar till att bättre utnyttja det befintliga nätet, men de övergripande resultat som fås i LMA2024 för t.ex. priser och förändrade flöden mellan olika elprisområden kommer bestå oavsett utformningen av elmarknaden. Dock är ambitionen i framtiden att i högre grad ta hänsyn till nätbegränsningar i LMA-arbetet och därigenom också fånga de effekter som uppstår i en flödesbaserad marknad som just syftar till att beakta dessa nätbegränsningar i marknadslösningen.

## 1.4 Förändringar jämfört med LMA2021

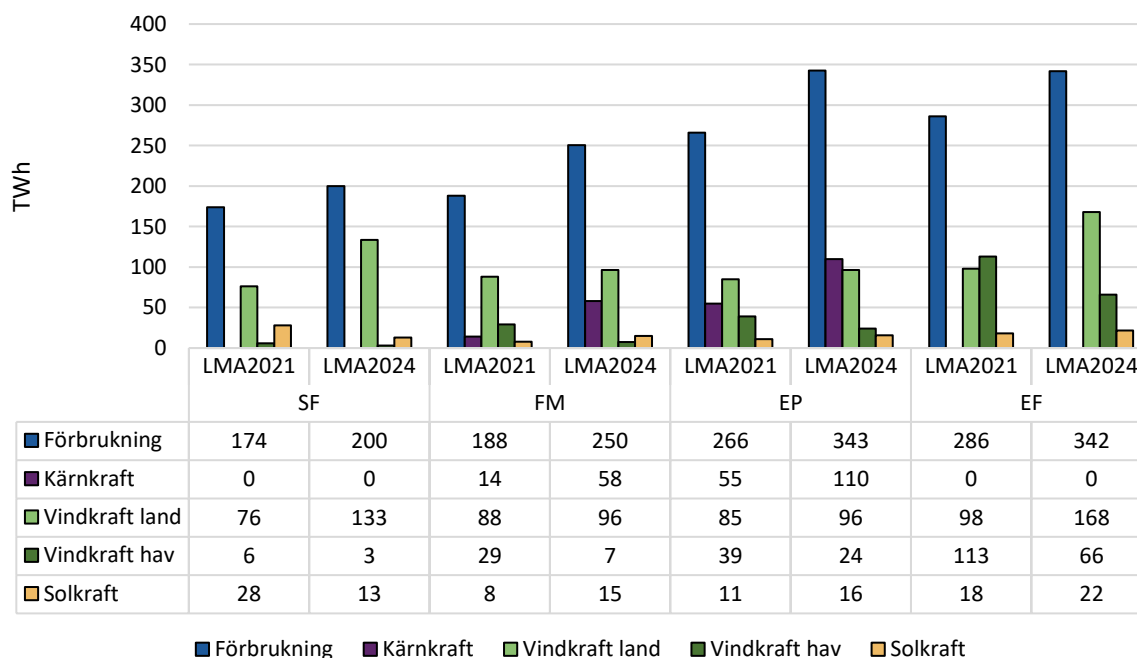
I detta kapitel beskrivs kortfattat de största förändringarna som skett i LMA2024 jämfört med LMA2021. När det gäller metodval är den största förändringen att simuleringarna görs helt i BID3, som beskrivs ovan i kapitel 1.3. När det gäller utformningen av scenarierna så har den

övergripande strukturen från LMA2021 behållits, med fyra scenarier som differentieras av vilken nivå på förbrukningen som antas och vilket produktionsmix som förutsätts.

Figur 1 jämför förbrukning och produktion för utvalda kraftslag år 2045 i LMA2024 och LMA2021. Förbrukningen i samtliga scenarierna i LMA2024 är betydligt högre än i LMA2021. Detta beror dels på något högre elanvändning för omställningen av järn- och stålindustrin i LMA2024, men även på en högre elförbrukning inom andra sektorer, t.ex. för produktion av syntetiska bränslen från vätgas och för etablering av nya datacenter.

När det gäller elproduktionen har det skett en stor förändring i antaganden för kärnkraften. I LMA2021 fanns som mest 55 TWh kärnkraft i EP-scenariot, medan övriga scenarier förutsatte en mer eller mindre fullständig avveckling av kärnkraften. I LMA2024 byggs istället kärnkraften ut till 110 TWh i EP-scenariot, medan kapaciteten behålls nära dagens nivå i FM-scenariot. Detta återspeglar framför allt den politiska utvecklingen som gör det mer sannolikt att det byggs nya kärnkraftreaktorer i Sverige och att befintliga reaktorer livstidsförlängs.

Även när det gäller vindkraften har det skett en stor förändring. I EF-scenariot i LMA2024 är årsproduktionen 168 TWh, jämfört med 98 TWh i LMA2021. Samtidigt har den havsbaserade vindkraften minskat från 113 TWh till 66 TWh. Förändringen till förmån för landbaserad vindkraft beror på att scenarierna i LMA2024 i högre utsträckning tagits fram genom lönsamhetsbedömningar för olika kraftslag, där landbaserad vindkraft har en stor kostnadsfördel jämfört med havsbaserad vindkraft. När det gäller solkraft ökar produktionen i LMA2024 i scenarierna med högst elförbrukning, medan den minskar i SF-scenariot med lägst elförbrukning. Detta beror också på den större vikt som lagts vid lönsamhetsbedömningen av scenarierna.



Figur 1. Jämförelse av förbrukning och valda produktionsslag för år 2045 i LMA2024 och LMA2021.

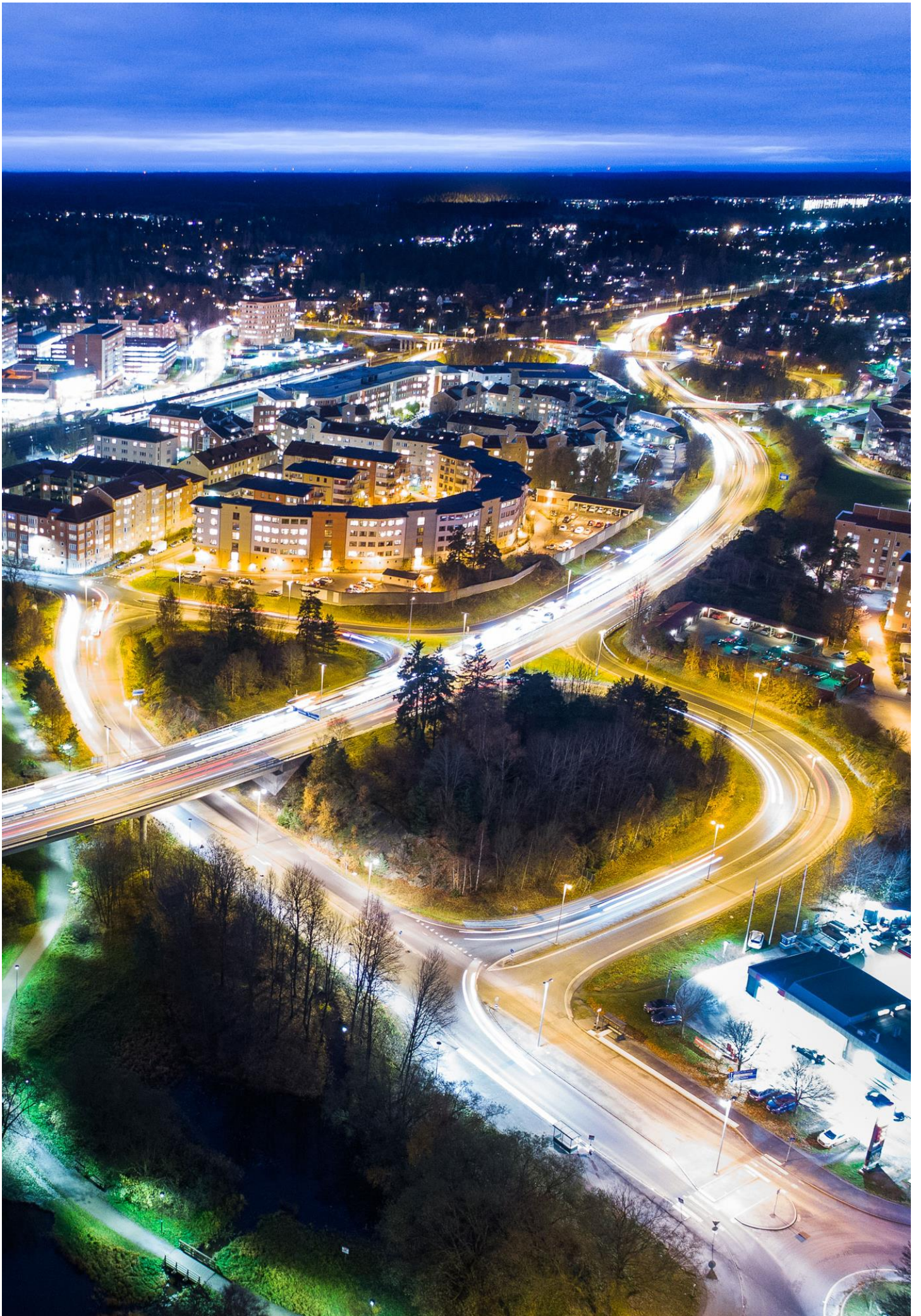
Resultatmässigt finns trots de förändringar som gjorts stora likheter mellan LMA2021 och LMA2024. En stor ökning av förbrukningen framför allt i norra Sverige pressar upp priserna där och gör att SE1 blir det svenska elprisområdet med högst priser i elektrifierings-scenarierna.

Detta ökar behovet av utbyggd överföringskapacitet mellan SE1 och angränsande elprisområden. Den ökade förnybara produktionen skapar ett mer variabelt kraftsystem som ökar behovet av handelskapacitet mellan olika elprisområden och av andra typer av flexibilitet som förbrukningsflexibilitet. En utbyggnad av havsbaserad vindkraft i SE4 skapar tidvis norrgående flöden från SE4 vilket ökar behovet av kapacitet i norrgående riktning i Snitt 4.

En viss skillnad i resultaten uppstår dock till följd av de olika antaganden som görs om kärnkraftens utveckling. I LMA2024 finns i vissa aspekter en tydlig skillnad mellan scenarierna där kärnkraften finns kvar och scenarierna där den avvecklas. När det gäller utmaningar kopplade till en ökad andel omriktarbaserad produktion och mindre rotationsenergi i systemet blir det en tydlig skillnad mellan scenarierna med och utan kärnkraft, där rotationsenergin ligger kvar på liknande eller högre nivåer mot idag med bibehållen eller utbyggd kärnkraft men blir markant lägre med avvecklad kärnkraft. Även variabiliteten i systemet blir högre i scenarierna utan kärnkraft och den ökade andelen variabel produktion ställer högre krav på flexibilitet för balansering av produktion och förbrukning. Marginalnyttan för ökad överföringskapacitet påverkas också av de antaganden som görs för kärnkraften, där nyttan av ökad kapacitet i Snitt 2 utöver den kapacitet som tillkommer av NordSyd blir betydligt högre i de scenarier där kärnkraften avvecklas, eftersom detta ökar behovet av energitransport söderut. Med andra ord minskar behovet av utbyggd överföringskapacitet med ökad kärnkraft, eftersom produktionen i högre grad läggs i samma elprisområden som förbrukningen.

## 1.5 Disposition

I kapitel 2 ges en övergripande beskrivning av scenarierna som studeras i LMA2024. Kapitel 3 presenterar sedan detaljerade antaganden för förbrukning, produktion, överföringskapacitet och bränslepriser. Kapitel 4 presenterar övergripande simuleringsresultat, och kapitel 5 innehåller fördjupningsavsnitt om vätgasmodellering (5.1), flexibilitet från elfordon (5.2), och känslighetsanalys med ändrade bränslepriser (5.3). I kapitel 6 sammanfattas sedan resultaten från analyserna och övergripande slutsatser dras.



## 2 Scenarier – övergripande inriktning

Framtidsanalyser omgärdas av osäkerheter som ökar ju längre in i framtiden vi tittar. För att fånga de osäkerheter som finns är det därför viktigt att arbeta med flera scenarier. Olika scenarier kan även användas för att jämföra hur olika utvecklingar påverkar behoven i kraftsystemet, t.ex. hur olika framtida förbrukningsökningar påverkar behovet av utbyggd nätkapacitet. I LMA som sträcker sig fram till 2050 har fyra scenarier tagits fram med olika utvecklingar för elförbrukning och olika inriktningar på elproduktionen.

Inför scenarioframtagandet identifieras trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer som kan påverka utvecklingen. Dessa beskrivs övergripande i nästa avsnitt. För att få inspel till scenarioarbetet i LMA2024 anordnade Svenska kraftnät den 11 oktober 2022 tillsammans med Energimyndigheten ett webinarium för aktörer i branschen. De slutsatser och synpunkter som drogs under detta seminarium har beaktats vid utformningen av scenarierna i LMA2024.

### 2.1 Trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer

#### 2.1.1 Ökad förbrukning för att klara energiomställningen

För att bromsa klimatförändringarna krävs att de globala utsläppen av växthusgaser upphör. EU har satt som mål att nå netto-noll utsläpp år 2050 medan Sverige satt som mål att nå netto-noll utsläpp år 2045. Den pågående elektrifieringen av sektorer där fossila bränslen används är en viktig del av klimatarbetet. Detta innebär att fossila bränslen ersätts av el producerad från fossilfria energikällor och förväntas leda till en mycket stor ökning av elförbrukningen de kommande 25 åren. Bland de sektorer som förväntas elektrifieras i framtiden finns transportsektorn och stora delar av industrin. Samtidigt bidrar etableringar av ny industri ytterligare till att öka elförbrukningen i Sverige, som i LMA2024 blir 365 TWh år 2050 i scenarierna med störst förbrukning.

Inom industrin finns den största ökningen av elförbrukningen inom järn- och stålindustrin, där LKAB planerar att ställa om hela sin järnmalmsproduktion till järnsvamp som tillverkas med vätgas framställd från elektrolys. Samtidigt etablerar även H2 Green Steel produktion av fossilfritt stål från vätgas. Andra industrier där betydande öknings av elförbrukningen förväntas är cementindustrin, kemiindustrin, samt etableringar av datacenter och batterifabriker.

Vätgas producerad med fossilfri el kan bli en viktig lösning för att få ned utsläppen även inom andra sektorer. Vätgas kan användas för att producera syntetiska bränslen som kan användas där det är svårt att elektrifiera energianvändningen, t.ex. inom flygindustrin och för fraktfartyg. Dessutom behöver den vätgas som används i olika industrier idag, t.ex. inom kemiindustrin, ersättas med utsläppsfri vätgas. Idag framställs den mesta vätgasen genom ångreformering av naturgas vilket ger utsläpp av koldioxid. För att få bort koldioxidutsläppen är det möjligt att använda koldioxidinfångning och lagring eller att framställa vätgas från elektrolys med förnybar el. EU har därför antagit en vätgasstrategi som innefattar omfattande stöd för att bygga ut

infrastruktur för distribution, produktion, och användning av vätgas<sup>6</sup>. Dessutom finns ett mål att producera 10 miljoner ton vätgas från förnybara energikällor år 2030, vilket motsvarar en elförbrukning på ungefär 500 TWh. Elbehovet för vätgasproduktion kan därför bli mycket stort. I denna LMA har större vikt än tidigare lagts på modellering av vätgasproduktionen och distributionen, vilket beskrivs mer ingående i kapitel 3.6.

Den största händelse som påverkat energipolitiken i Europa de senaste två åren är Rysslands krig mot Ukraina och de höga gas- och elpriser som uppstått delvis som en följd av detta. Europa har svarat med en rad olika åtgärder för att ersätta rysk gas med andra energikällor, bl.a. genom RePowerEU-paketet som beslutades under 2022. RePowerEU innehåller åtgärder både för minskad elförbrukning genom energieffektivisering och för att snabba upp omställningen till förnybara energikällor. I EU minskade elförbrukningen totalt 4 % under 2022 jämfört med 2021, och i Sverige var minskningen 4,4 %. Samtidigt togs flera tillfälliga terminaler i bruk i Tyskland för att importera flytande naturgas, och tidigare nedstängda kolkraftverk startades upp i flera EU-länder. Även om detta innebär ett tillfälligt avbrott från trenden mot ökad elförbrukning kombinerat med en utfasning av fossil elproduktion så är bedömningen i LMA2024 att den långsiktiga inriktningen för omställningen av energisystemet ligger fast.

### **2.1.2 Utvecklingen för olika kraftslag**

För att klara energiomställningen kommer det behövas en stor utbyggnad av ny fossilfri elproduktion. Detta kan ske genom en utbyggnad av förnybar produktion som vind- och solkraft, ny kärnkraft, eller, vilket får ses som mest troligt, en kombination av dessa. En viss möjlighet kan också finnas att ökad elproduktion från vattenkraften genom effekthöjningar i befintliga anläggningar och i kraftvärmen genom att öka andelen el i förhållande till värmeproduktionen. Samtidigt finns dock trender som talar för en minskad elproduktion från vattenkraft och kraftvärme. I resterande del av detta kapitel beskrivs den övergripande utvecklingen för de olika kraftslagen och hur detta påverkat antaganden som gjorts i LMA2024.

Stödsystem för förnybara energikällor i kombination med sjunkande kostnader har inneburit en snabb utbyggnad av vind- och solkraft. I Sverige har framför allt den landbaserade vindkraften byggts ut. Dock gör långa tillståndprocesser att utbyggnaden går långsammare än vad som annars skulle kunna vara fallet, och på senare år har en avtagande trend i utbyggnadstakten och antal nya tillstånd för vindparker observerats. Även om den tekniska potentialen för landbaserad vindkraft fortsatt är mycket stor är det därför osäkert i vilken grad utbyggnaden kommer fortsätta. En stor del av de vindkraftparker som finns i drift idag kommer också behöva förnyas till 2045, vilket dock kan ge en möjlighet till effekthöjning med större vindkraftverk. Samtidigt har intresset för att bygga solceller ökat kraftigt de sista åren, både till följd av sjunkande kostnader för solpaneler och högre elpriser. Svenska kraftnät har sedan 2022 fått in förfrågningar om nätkapacitet för solcellsparker på mer än 13 GW, varav flera anläggningar större än 1 GW. Även om solkraften kan vara ett viktigt komplement i elproduktionen är potentialen i Sverige begränsad på grund av den låga produktionen under vinterhalvåret. Denna begränsning minskar

---

<sup>6</sup> Se European Commission, "Energy systems integration - Hydrogen", Länk från 2023-12-12: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen_en) för en beskrivning av förslag kopplade till vätgas inom ramen för RePowerEU och EU's vätgasstrategi.

dock när den industriella förbrukningen ökar vilket ökar behovet av el även under sommarhalvåret.

Havsbaserad vindkraft kan trots högre kostnader jämfört med landbaserad vindkraft bli en viktig del av den framtida elförsörjningen. Fördelar som bättre vindförhållanden, möjlighet till större vindparker och turbiner samt en för kraftsystemet mer gynnsam geografisk placering skulle på sikt kunna motivera de högre kostnaderna för kraftslaget. Samtidigt har under hösten flera stora utvecklare av havsbaserad vindkraft avbrutit projekt i Europa och USA, vilket visar den osäkerhet som finns kring lönsamheten för havsbaserad vindkraft. I Storbritannien har regeringen tillkännagivit att de höjer det maximala garanterade priset för producenten i sina auktioner för att bygga havsbaserad vindkraft med 66 % från 51 EUR/MWh till 84 EUR/MWh, efter att bud helt uteblivit från en auktion i september 2023<sup>7</sup>.

Svenska kraftnät har bara sedan år 2021 mottagit ansökningar om anslutning motsvarande totalt över 100 GW havsbaserad vindkraft. Detta får anses vara en teoretisk volym utan beaktande av den realistiska möjligheten att få nödvändiga tillstånd, men visar på det intresse som finns från marknadsaktörer att bygga havsbaserat och den stora tekniska potential som kraftslaget har. Intresset för havsbaserad vindkraft i Sverige har sannolikt också påverkats av den tidigare energiöverenskommelsens utfästelse om slopade anslutningskostnader för kraftslaget, ett förslag som nu dragits tillbaka. För att kunna hantera det stora antalet ansökningar och som ett led i att styra elproduktionen till för kraftsystemet fördelaktiga områden så har Svenska kraftnät under år 2023 pekat ut platser för möjlig anslutning av upp till 14 GW havsbaserad vindkraft till 2040<sup>8</sup>. Sammantaget finns alltså en stor potential för havsbaserad vindkraft men också en betydande osäkerhet i hur mycket som i slutändan kommer att byggas.

Ny kärnkraft är också en möjlighet för att möta den ökade efterfrågan på el, och regeringen antog i november 2023 en färdplan för ny kärnkraft i Sverige som ska innehålla kreditgarantier för byggnation av ny kärnkraft och förenklade tillståndprocesser. Kärnkraften ger planerbar produktion och möjlighet att förlägga produktionen i anslutning till förbrukningen, vilket minskar behovet av att bygga ut elnätet. Vidare bidrar kärnkraft med systemstabiliserande egenskaper som kortslutningseffekt, spänningsreglering och rotationsenergi. Andelen kärnkraft i produktionsmixen får därmed en stor inverkan på behovet av flexibilitet och de stödtjänster som behövs från andra kraftslag. Sverige har idag 6 reaktorer i drift, vilka samtliga driftsattes under första halvan av 1980-talet. En driftlängd på 60 år medför därför att de kommer vara i drift till första halvan av 2040-talet. Därefter blir nya reaktorer eller investeringar för att förlänga driften av existerande reaktorer nödvändiga. Driftförlängningar upp till 80 år ses som tekniskt möjliga i

---

<sup>7</sup> Förenklat bestämmer priset i auktionen det elpris som vindkraftparkerna garanteras för sin elproduktion, så det maximala möjliga priset i bestämmer den maximala nivån på subventionerna som kan ges. Auktionen i september visade alltså att det inte fanns någon lönsamhet i att bygga till en så låg kostnad som 51 EUR/MWh. Se UK Government, "Boost for offshore wind as government raises maximum prices in renewable energy auction", pressmeddelande, 2023-11-16. Länk från 2023-12-22: <https://www.gov.uk/government/news/boost-for-offshore-wind-as-government-raises-maximum-prices-in-renewable-energy-auction>.

<sup>8</sup> SvK "Ny anslutningsprocess för havsbaserad vindkraft – delrapport. Del 1: Överföringskapacitet och anslutningspunkter på land", 2023, ärende nr SvK 2023/2571. Länk från 2023-12-12: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/delrapport-1-havsvind-kapacitet-och-punkter2.pdf>.



kärnkraftsindustrin, t.ex. har i dagsläget två reaktorer i USA erhållit tillstånd att köras i 80 år<sup>9</sup>. Byggnation av nya reaktorer har tidigare framhållits som ekonomiskt olönsamt men det stora behovet av ny elproduktion, högre elpriser till följd av energikrisen och starkare politiskt stöd gör ny kärnkraft mer sannolik än tidigare. Det kan då handla om traditionella storskaliga reaktorer eller nya små modulära reaktorer (SMR) som utvecklas av flera företag. Det finns dock en stor osäkerhet kring när SMR kommer kunna byggas för kommersiell drift och till vilken kostnad; som exempel kan nämnas att utvecklaren NuScale i november 2023 valde att lägga ned utvecklingen av sin anläggning vid Idaho National Laboratory, som var planerad att driftsättas år 2029 och skulle blivit den första kommersiella SMR-anläggningen i drift i USA<sup>10</sup>.

När det gäller el från kraftvärmeverk finns viss potential till ökad elproduktion som visas i Energimyndighetens förslag till en nationell fjärrvärme- och kraftvärmestrategi<sup>11</sup>. Samtidigt gör en ökning av värmepumpar i kombination med minskat uppvärmningsbehov till följd av bättre isolerade bostäder och varmare klimat att värmebehovet minskar. I LMA2024 antas därför elproduktionen från kraftvärme ligga på liknande nivåer som idag.

Vattenkraften utgör med sitt bidrag till elproduktionen och sin flexibilitet en bärande del av Sveriges kraftsystem. Den bidrar med flera förmågor som behövs för ett driftsäkert kraftsystem som reglerförmåga, frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och elberedskapsförmågor. Under kommande 20-årsperiod kommer i stort sett alla vattenkraftverk i Sverige att förses med moderna miljövillkor enligt den nationella planen för moderna miljövillkor. Detta kan till exempel innebära krav om mintappningar i fisktrappor och naturfårar som går förbi kraftverket eller krav om mintappningar genom vattenkraftsanläggningen, vilket minskar produktionen och möjligheterna att justera produktionen för att balansera kraftsystemet. Då endast ett fåtal prövningar genomförts går det ännu inte att dra några säkra slutsatser om hur stor påverkan på vattenkraften kommer bli. Men det finns en risk att vattenkraftens olika förmågor som bidrar till ett driftsäkert kraftsystem minskar vilket kan få inverkan på priser, balanseringsförmåga, och effekttillräcklighet i kraftsystemet. Detta analyseras inte i LMA2024, men har undersökts i mer detalj i andra sammanhang<sup>12</sup>. Samtidigt finns potential till vissa effekthöjningar i existerande vattenkraftverk i samband med att turbiner förnyas. Vattenkraftsproduktionen i LMA2024 antas därför ligga på samma nivå som idag i samtliga scenarier.

Den större andelen väderberoende produktion kommer öka behovet av flexibilitet i kraftsystemet. Vattenkraften som historiskt stått för den mesta regleringen i Norden kommer inte räcka till för att balansera produktion och förbrukning. Här kommer förbrukningsflexibilitet som möjliggörs av andra typer av lager, så som batterier och vätgaslager, att spela en stor roll för att balansera kraftsystemet. Även småskalig förbrukningsflexibilitet från t.ex. elbilsladdning har potential att

---

<sup>9</sup> Surry Units 1 och 2 i Virginia, USA, har fått utökat tillstånd att drivas i 80 år. Fyra andra reaktorer som tidigare fått detta tillstånd har senare fått tillståndet indraget efter överklagan från miljögrupper. Källa, Energywire, 2022-02-25. Länk från 2023-12-12: <https://www.eenews.net/articles/feds-walk-back-plans-for-nuclear-reactors-to-run-80-years/>.

<sup>10</sup> EnergyWire, "NuScale cancels first-of-a-kind nuclear project as costs surge", EnergyWire, 2023-11-09. Länk från 2023-12-12: <https://www.eenews.net/articles/nuscale-cancels-first-of-a-kind-nuclear-project-as-costs-surge/>

<sup>11</sup> Energimyndigheten, "Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi", 2023, dokument nr ER 2023:14. Länk från 2023-12-12: <https://www.energimyndigheten.se/klimat--miljo/sveriges-elektrifiering/uppdrag-inom-elektrifieringen/fjarr--och-kraftvarmestrategi/>.

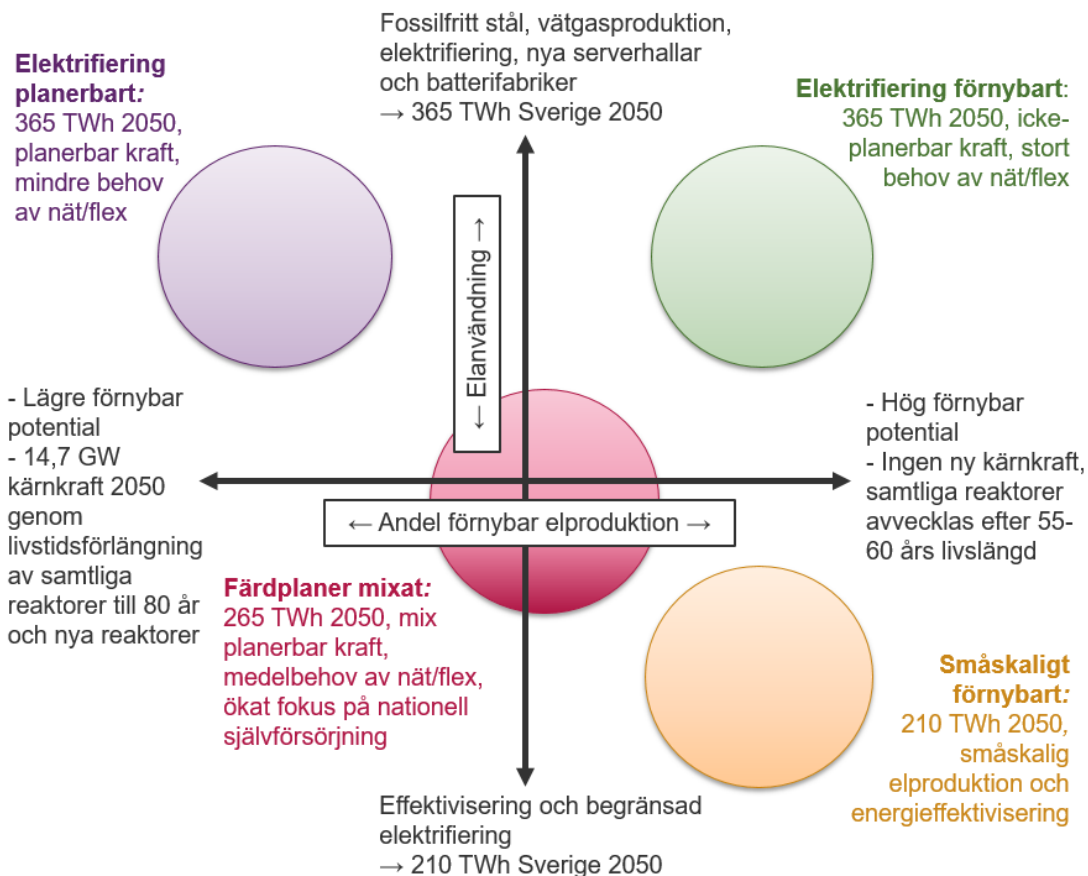
<sup>12</sup> Svenska kraftnät, Att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften medför m.m., diarienummer: Svk 2023/610, 2023-09-26. Länk från 2023-12-12: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/slutrapport-20230926-nap-vattenkraft.pdf>.

bidra med betydande flexibilitet. Detta kräver dock att effektiva verktyg och incitament utvecklas för att få individuella aktörer att agera på ett sätt som blir gynnsamt för systemet som helhet. Påverkan av flexibilitet hos elfordon på systemet analyseras mer i detalj i kapitel 5.2, och inverkan av att bygga en vätgasledning som förbinder norra Sverige och Finland i kapitel 5.1.

Sammantaget ser Svenska kraftnät en stor ökning av elförbrukningen som ett resultat av elektrifieringen av energisystemet. Dock finns betydande osäkerheter i hur stor denna förbrukningsökning blir, inte minst kopplat till elanvändningen för produktionen av fossilfritt stål. Dessutom finns osäkerheter kring utbyggnaden av den framtida elproduktionen, kopplat till lönsamhetsaspekter men även juridiska aspekter som tillståndprocesser för ny elproduktion och tekniska aspekter kring t.ex. livstidsförlängning av kärnkraftverk. Beroende på produktion och förbrukning kommer tillgången på och behovet av flexibilitet som kan hjälpa till att balansera kraftsystemet påverkas. Scenarierna i denna LMA differentieras därför utifrån elförbrukning, produktionsmix, den flexibilitet som antas finnas tillgänglig, och utbyggnadsgraden för en vätgasinfrastruktur i Sverige och Europa. Fördjupade analyser har sedan gjorts för att studera aspekter av modelleringen som har särskilt stor betydelse för scenarierna med avseende på en vätgasledning i norra Sverige, flexibilitet hos elfordon, och inverkan av högre bränslepriser på resultaten.

## 2.2 Scenarier i LMA2024

Scenarierna i LMA2024 illustreras i Figur 2. Inriktningen för de olika scenarierna är densamma som i LMA2021. Den största skillnaden mellan scenarierna ligger i vilken nivå för elförbrukningen som antas (y-axeln) och i hur stor andel av produktionen som kommer från kärnkraft respektive förnybar produktion (x-axeln).



**Figur 2.** Illustration av scenarier i LMA2024. Scenarierna differentieras huvudsakligen genom andelen kärnkraft respektive förnybar produktion (x-axeln) och elanvändningen (y-axeln).

I de förnybara scenarierna Elektrifiering förnybart (EF) och Småskaligt förnybart (SF) avvecklas kärnkraften, samtidigt som en högre potential för utbyggnad av förnybar produktion antas. Här förutsätts politiken styra kraftsystemet mot ett helt förnybart system, och för att ersätta kärnkraftens bidrag till elproduktionen krävs en mycket stor utbyggnad av framför allt landbaserad vindkraft som är det billigaste förnybara produktionsslaget. Därför antas att förändringar i tillståndprocesser och regler för markanvändning genomförs som möjliggör betydligt större utbyggnad av landbaserad vindkraft än vad som är realistiskt med dagens regelverk, för att kunna realisera en större del av den tekniska potentialen för landbaserad vindkraft. Samtliga scenarier ställer krav på utveckling av förmågor i kraftsystemet för att säkerställa driftsäkerheten. Dock är kraven på att utveckla nya lösningar, som också kan realiseras, väsentligt mer omfattande i scenarierna som antar 100 % förnybar produktion. Det finns en del lösningar på ett teoretiskt plan, men de är i dagsläget långt ifrån färdiga för en storskalig implementering i praktiken. Tabell 1 visar vilka potentialer som antagits för vindkraft i scenarierna.

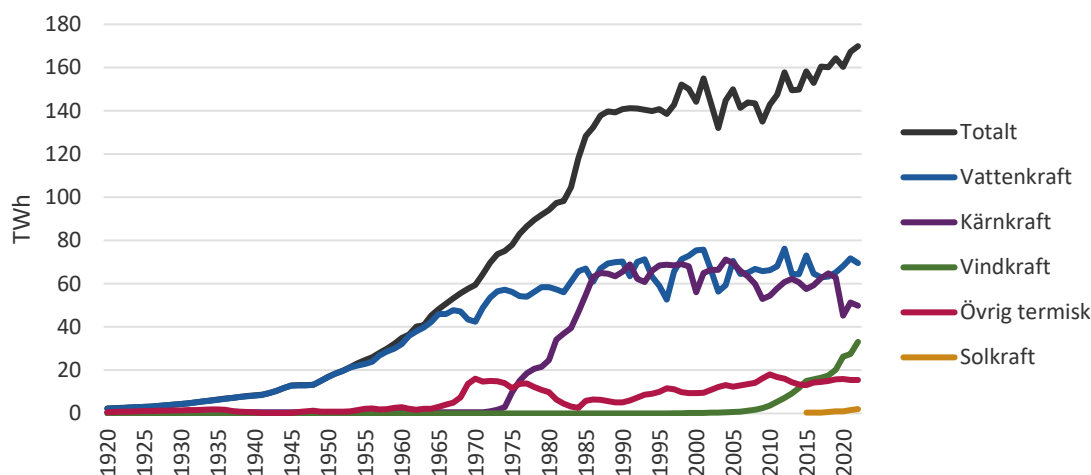
	EF/SF		EP/FM	
	2035	2045	2035	2045
Vindkraft land	110	180	85	100
Vindkraft hav	120	120	90	90

**Tabell 1.** Maximala potentialer (TWh) för vindkraft som antagits i scenarierna.

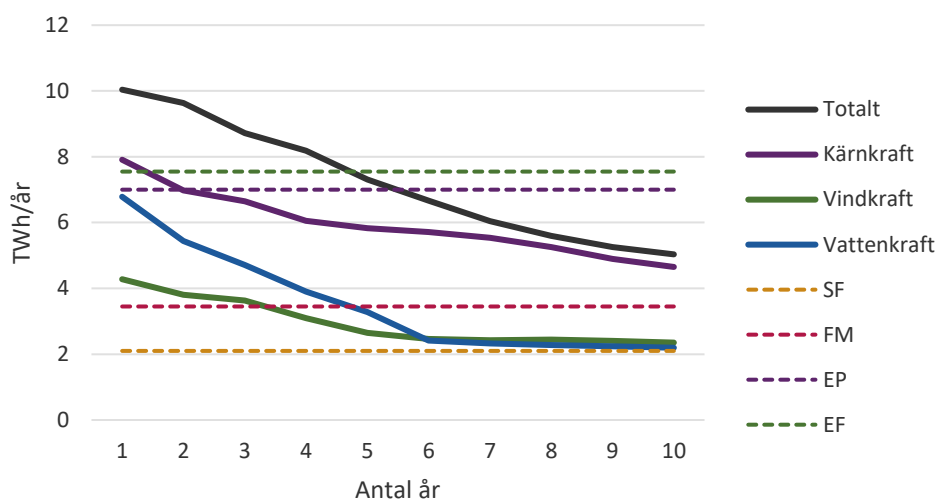
I scenarierna Elektrifiering planerbart (EP) och Färdplaner mixat (FM) antas politiken istället styra kraftsystemet i en riktning som möjliggör driftförlängning av befintliga kärnkraftsreaktorer till 80 år och även byggnation av ny kärnkraft. EP-scenariot har mest optimistiska antaganden om möjlig driftförlängning av samtliga existerande reaktorer, medan FM-scenariot endast antar att driftförlängning av de tre nyaste reaktorerna är möjliga. I EP-scenariot byggs kärnkraften ut till ungefär den dubbla kapaciteten som finns idag, medan produktionen ligger kvar på liknande nivåer som idag i FM-scenariot, genom en kombination av driftförlängning av befintliga reaktorer och ny kärnkraft. I både EP- och FM-scenarierna är den tillkommande kärnkraftsproduktionen av typen små modulära reaktorer (SMR), som antagits vara något billigare än storskaliga reaktorer. För simuleringsresultaten spelar det dock mindre roll vilken typ av kärnkraft som byggs, utan endast var den byggs och hur mycket. En del av den tillkommande kärnkraften byggs i SE1 i både EP- och FM-scenarierna, eftersom den höga ökningen av förbrukningen i SE1 i dessa scenarier gör det lönsamt.

Störst förbrukning finns i EP- och EF-scenarierna, där den totala elförbrukningen blir 365 TWh år 2050. Detta beror på en storskalig elektrifiering av industrin, där existerande industrier ställer om till elförbrukning för att fasa ut fossila bränslen, samtidigt som nya elintensiva industrietableringar tillkommer. En stor del av den nya elförbrukningen uppstår i järn- och stålindustrin, där den tillkommande elförbrukningen år 2050 blir drygt 100 TWh. FM- och SF-scenarierna har betydligt lägre elförbrukning, på 265 TWh respektive 210 TWh år 2050, vilket framför allt beror på lägre förbrukning för fossilfritt stål och annan vätgasproduktion, samt färre nya elintensiva industrier.

För att tillgodose den ökade elförbrukningen krävs en mycket stor utbyggnad av elproduktionen i Sverige. I scenarierna med störst förbrukning krävs en produktionsutbyggnad som är betydligt större än vad som skett historiskt någon gång under kraftsystemets utveckling. Figur 3 visar den svenska elproduktion år 1920-2022. Den snabbaste utbyggnaden historiskt skedde av vattenkraften på 1950- och 60-talen följt av kärnkraftsutbyggnaden på 1970- och 80-talet. De senaste 10 åren har även en snabb utbyggnad av vindkraften skett. I Figur 4 visas hur stor den maximala årliga produktionsutbyggnaden varit över ett bestämt antal år för olika kraftslag. T.ex. har den högsta utbyggnadstakten för den totala produktionen över ett decennium varit 5 TWh per år. Figur 4 visar även den genomsnittliga utbyggnadstakten år 2025-2045 för de olika scenarierna. Utbyggnaden i EF-scenariot ligger på 7,5 TWh per år under två decennier, vilket alltså är 50% högre den historiskt maximala utbyggnad som genomförts under ett decennium. Produktionsökningen i SF-scenariot ligger å andra sidan på ca. 2 TWh per år, vilket är i nivå med den maximala utbyggnaden av landbaserad vindkraft som skett under ett decennium.



**Figur 3.** Historisk utbyggnad av Sveriges elproduktion.



**Figur 4.** Maximal utbyggnadstakt för Sveriges elproduktion som skett historiskt under en viss tidsperiod (1-10 år). För att undvika att väderberoende produktionsvariationer påverkar resultaten har de årliga produktionsnivåerna medelvärdesbildats över tre år innan utbyggnadstakten bestämts. Även den utbyggnadstakt som krävs år 2025-2045 i de fyra scenarierna visas. Notera att detta inte inkluderar ersättning av redan existerande produktion när denna når sin tekniska livslängd.

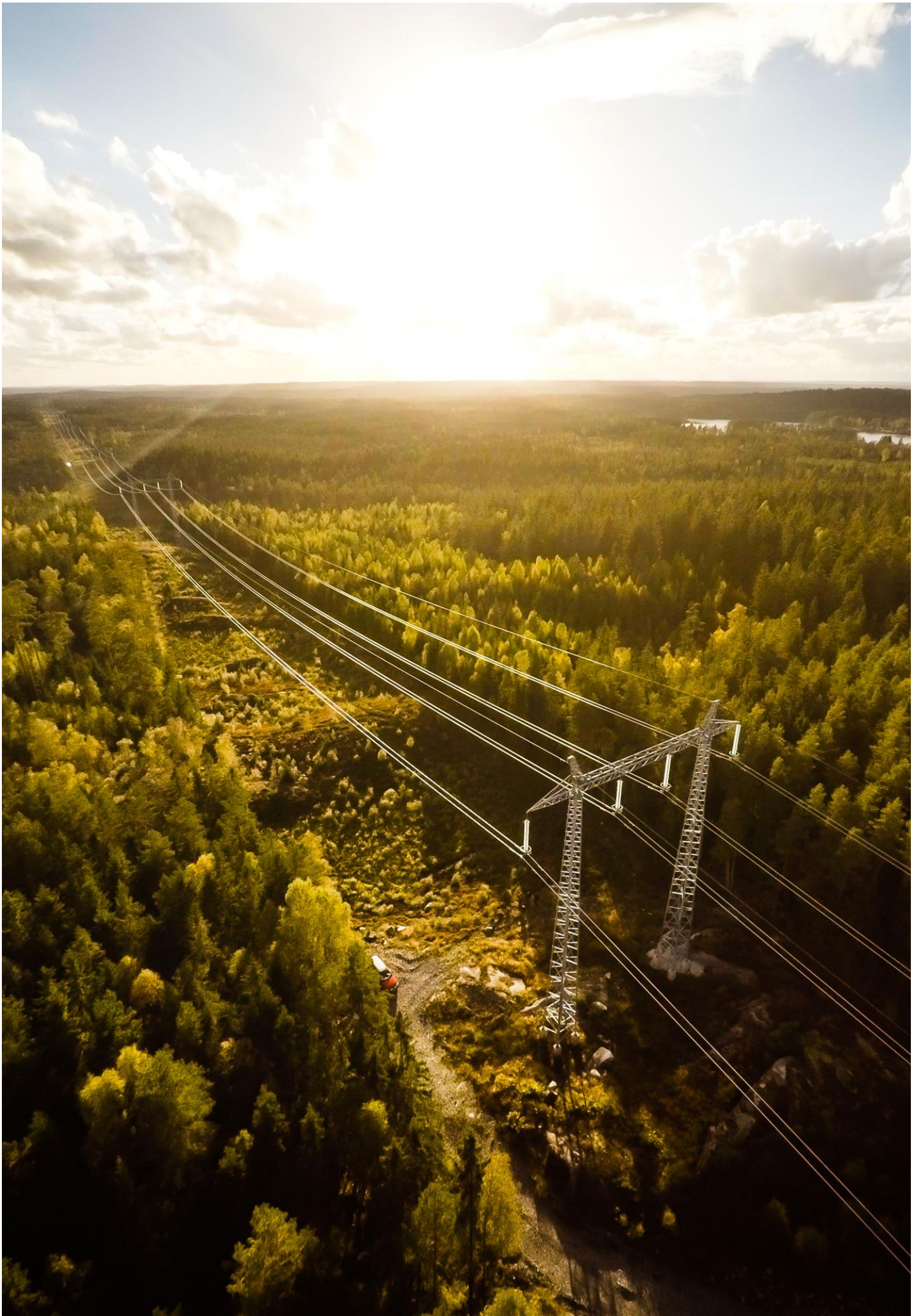
Förutom förbrukning och produktionsmix varierar även andra antaganden i scenarierna. T.ex. varierar mängden förbrukningsflexibilitet på så vis att EF- och EP-scenarierna med en högre elförbrukning även har en högre grad av förbrukningsflexibilitet. I scenarierna med större andel förnybar produktion ökar betydelsen av handel mellan olika elprisområden vilket också ökar behovet av nätutbyggnad.

Scenarierna som analyseras i LMA2024 är inte prognoser för det framtida elkraftsystemet utan används som ett verktyg för att studera de systemutmaningar som uppstår under olika utvecklingsvägar för systemet. Det görs heller ingen värdering av sannolikheten att scenarierna uppstår. Att kärnkraften avvecklas i två av scenarierna beror på att det är viktigt att kunna analysera hur detta skulle påverka systemet, och ska inte ses som att Svenska kraftnät bedömer en sådan utveckling som mer eller mindre trolig.

Som beskrivs mer ingående i kapitel 3 baseras scenarierna på en kombination av egna antaganden och modellering, datautbyte med övriga nordiska systemoperatörer och TYNDP-scenarierna för det europeiska kraftsystemet. Generellt används TYNDP-scenarierna för att modellera kontinenten utanför Norden medan egna antaganden används för Sverige och i viss mån övriga nordiska länder. I Tabell 2 visas hur scenarierna i LMA2024 kopplats till TYNDP-scenarierna. Scenariot National Trends som bygger på de Europeiska systemoperatörernas prognoser har använts för FM-scenariot. Vidare finns två elektrifierings-scenarier med högre förbrukning som bygger på en investeringsoptimering av det europeiska kraftsystemet: Distributed Energy och Global Ambition. I dessa scenarier byggs även en infrastruktur för produktion och distribution av vägas inom Europa. Distributed Energy går liksom EF- och SF-scenarierna mot en större andel förnybar produktion och har därför använts i dessa scenarier. Global Ambition ger större utrymme för kärnkraft och har därför använts i EP-scenariot.

Scenario TYNDP 2022	Används i LMA-scenarier	TYNDP scenario beskrivning
Distributed Energy (DE)	SF, EF	Hög förbrukning, investeringsoptimering, mer förnybart, vätgasnät
National Trends (NT)	FM	Prognoser från systemoperatörer, mer begränsad förbrukningsökning
Global Ambition (GA)	EP	Hög förbrukning, investeringsoptimering, mer planerbart (kärnkraft), vätgasnät

**Tabell 2.** Koppling mellan scenarier i TYNDP2022 och LMA2024.



### 3 Antaganden scenarier

I detta kapitel presenteras de övergripande antaganden som gjorts för elkraftsystemet i scenarierna. Antaganden för förbrukning presenteras i kapitel 3.1, följt av en beskrivning av produktionskapaciteten i 3.2 samt i kapitel 3.3 en beskrivning av lönsamhetsbedömningen som gjorts för att justera produktionskapaciteten. Överföringskapaciteter och bränslepriser redovisas i kapitel 3.4 och 3.5. Andra delar i modelleringen som påverkar scenarierna är antaganden för vätgasmodellering som beskrivs i kapitel 3.6 och förbrukningsflexibilitet hos elfordon som beskrivs i kapitel 3.7.

Tabell 3 visar övergripande vilka källor som använts för olika antaganden i scenarierna. Den generella metoden i arbetet har varit att förbrukning, överföringskapacitet och antaganden om förbrukningsflexibilitet bestämts exogent medan produktionskapaciteten justerats utifrån lönsamhetsbedömningar för de olika kraftslagen. Detta har gjorts för att få scenarier som är konsistenta ur ett ekonomiskt perspektiv, dvs. bygger på en utbyggnad av produktionskapacitet som är marknadsmässigt lönsam och ger en liknande lönsamhet för utbyggnad av produktion i olika prisområden. Justeringarna av produktionskapaciteten har dock gjorts utifrån initiala nivåer som baseras på prognoser från olika aktörer och tagit hänsyn till befintliga utbyggnadsplaner och är alltså ingen ren investeringsoptimering.

Antaganden	Sverige	Övriga Norden	Baltikum	Övriga Europa	Kapitel
Förbrukning	Anslutningslistan och externa prognoser	BSMMG	BSMMG	TYNDP	3.1
Produktionskapacitet	Lönsamhetsbedömning		BSMMG	TYNDP	3.2-3.3
Överföringskapacitet	Nationella nätutvecklingsplaner		TYNDP		3.4
Bränslepriser	Egna antaganden och TYNDP				3.5
Vätgasmodellering	Egna antaganden och TYNDP		TYNDP	TYNDP	3.6
Flexibilitet elfordon	Egna antaganden		TYNDP		3.7

**Tabell 3.** Källor till antaganden för scenarierna.

Tillvägagångssättet för uppbyggnaden av scenarierna skiljer sig också åt mellan olika geografiska områden. Modelleringen av länder utanför Norden och Baltikum baseras helt på TYNDP-scenarierna. Detta gäller även för produktionskapaciteten, som för dessa delar av modellen är helt exogent bestämd. Justeringen av produktionskapaciteter utifrån lönsamhetsbedömningar har alltså endast gjorts för de nordiska länderna.

Överföringskapaciteten mellan olika områden är helt exogen och baseras på befintliga utbyggnadsplaner i elnäten för Norden samt på TYNDP-scenarierna för övriga Europa. Eftersom scenarierna bl.a. används för att utvärdera samhällsnyttan av investeringar i överföringskapacitet är det viktigt att inte göra för optimistiska antaganden om hur överföringskapaciteten i kraftsystemet ser ut i framtiden.

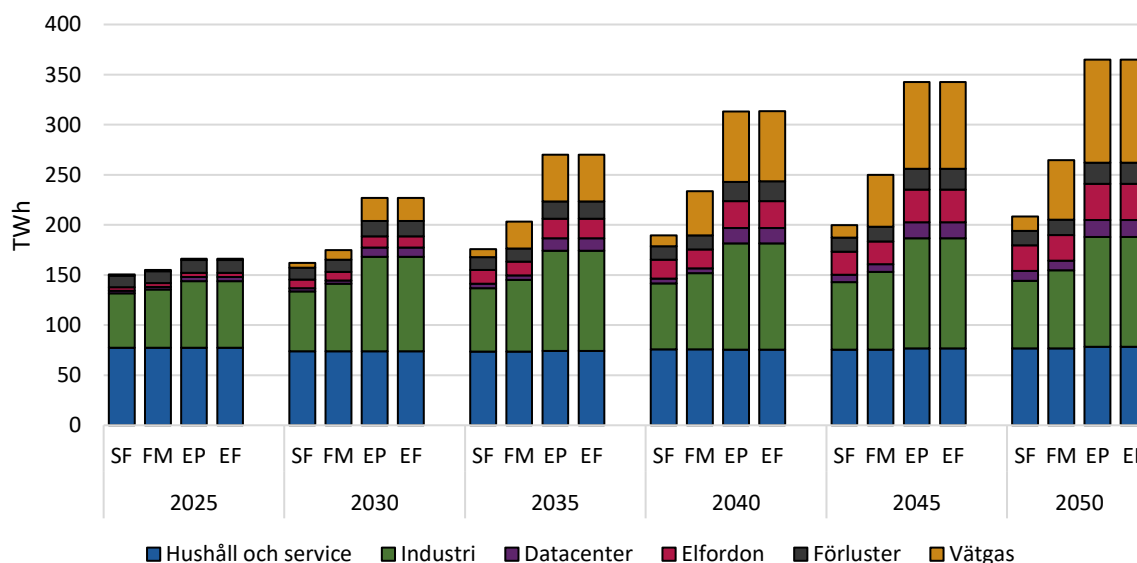


Antaganden för vätgasmodellering, flexibilitet och bränslepriser baseras i stor utsträckning på TYNDP-scenarierna. I fortsättningen av denna del av rapporten beskrivs antaganden för de olika delarna av modelleringen mer ingående.

### 3.1 Förbrukning

I detta avsnitt beskrivs antaganden för utvecklingen av elförbrukningen i Sverige och övriga Norden fram till 2050. Förbrukningsutvecklingen i Sverige bygger i huvudsak på anslutningslistan med förfrågningar om ökat effektuttag som inkommit till Svenska kraftnät, men även på externa prognoser från branschorganisationer och andra myndigheter. För övriga Nordiska länder baseras förbrukningen på ett gemensamt datautbyte inom BSMMG och för resterande Europa som modelleras har antaganden från TYNDP-scenarierna använts.

Figur 5 visar hur elförbrukningen i Sverige utvecklas för scenarierna från 2025 fram till 2050. Elförbrukningen i EP- och EF-scenarierna är densamma och ökar till 365 TWh år 2050 och överstiger 200 TWh redan 2030. I FM-scenariot är den totala förbrukningen 265 TWh år 2050, och i SF-scenariot blir förbrukningen 209 TWh. Den största förbrukningsökningen i EP- och EF-scenarierna finns inom sektorerna industri och elförbrukning för vätgasproduktion, transporter, och etablering av datacenter, medan den allmänna förbrukningen inom hushåll och service är relativt oförändrad.



Figur 5. Elförbrukning i Sverige för scenarierna.

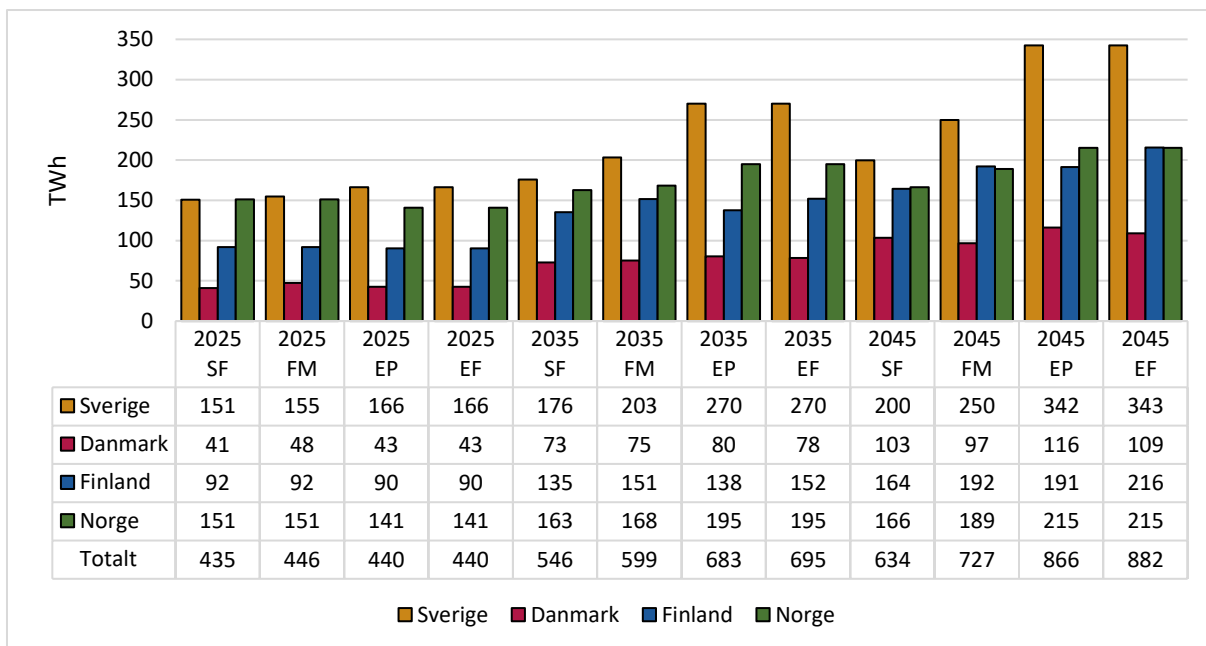
Tabell 4 visar elförbrukningen för 2050 uppdelad på kategorier inom de olika sektorerna. Den största ökningen inom en enskild kategori är för stålindustrin där den totala elförbrukningen (inklusive användning av el för vätgasproduktion) ligger på ca. 100 TWh år 2050 i EF- och EP-scenarierna. Andra kategorier där förbrukningen ökar är inom kemi-industrin, inom betong- och cementindustrin, samt för etablering av batterifabriker och datacenter. Dessutom finns kategorin övrig ny elanvändning som innehåller diverse olika nya elintensiva industrier, t.ex. produktion av vätgas för syntetiska bränslen.

Sektor	Kategori (TWh)	FM 2025	SF 2050	FM 2050	EF/EP 2050
Hushåll och service	Bostäder & service	70,3	67,9	67,9	69,3
	Fjärrvärme	4,2	4,2	4,2	4,2
	Bantrafik	2,9	4,7	4,7	4,7
Industri	Befintlig industri	47,8	48,9	48,9	48,9
	Batterifabriker	4,4	5,5	8,9	9,1
	Raffinaderier	1,0	2,6	2,6	3,1
	Fossilfritt stål	4,0	21,3	70,0	98,8
	<i>varav vätgas</i>	<i>1,3</i>	<i>13,6</i>	<i>57,5</i>	<i>82,1</i>
	Kemi-industri	0,0	0,9	3,7	22,3
	<i>varav vätgas</i>	<i>0,0</i>	<i>0,3</i>	<i>1,1</i>	<i>6,7</i>
	Betong och cement	0,1	1,2	1,2	3,0
	Övrig ny elanvändning	2,3	1,5	2,3	27,4
	<i>varav vätgas</i>	<i>0,0</i>	<i>0,5</i>	<i>1,1</i>	<i>14,0</i>
Datacenter	Datacenter	2,5	9,7	9,7	16,9
Elfordon	Lätt trafik	3,3	17,3	17,3	21,2
	Tung trafik	0,5	8,2	8,2	14,9
Nätförluster	Stamnät/Regionnät	7,3	9,1	9,4	13,2
	Lokalnät	4,5	5,6	5,7	8,1
Totalt		154,9	208,5	264,7	365,0

**Tabell 4.** Elförbrukning i scenarierna per sektor år 2025 (FM-scenariot) och år 2050. För förbrukning inom industrin visas ökningen inom olika sektorer medan den befintliga förbrukningen ligger på kategorin befintlig industri.

I Figur 6 visas elförbrukningen i de nordiska länderna. I EP- och EF-scenarierna sker drygt en fördubbling av elförbrukningen till 2045 i både Danmark och Finland, medan förbrukningen i Norge ökar väsentligt mindre. Även i Finland och Danmark antas en betydande produktion av vätgas vilket bidrar till förbrukningsökningen. Totalt för Norden ökar förbrukningen till som mest 886 TWh år 2045, vilket är mer än en fördubbling jämfört med 2025.

Sammantaget ses en stor ökning av elförbrukningen i hela Norden i samtliga scenarier, med ett spann på 630-882 TWh år 2045. Det finns en stor osäkerhet när det gäller vilka industrisatsningar som kommer förverkligas. Framför allt etableringar av ny elintensiv industri kan antas vara relativt priskänsliga och det är därför möjligt att högre priser kommer leda till en lägre förbrukning. Spannet för den svenska elförbrukningen i scenarierna är därför stort, från 208 TWh till 365 TWh år 2050. Mer detaljerade figurer och tabeller med förbrukningen i de olika scenarierna finns i Appendix A.



Figur 6. Elförbrukning i de nordiska länderna för scenarierna.

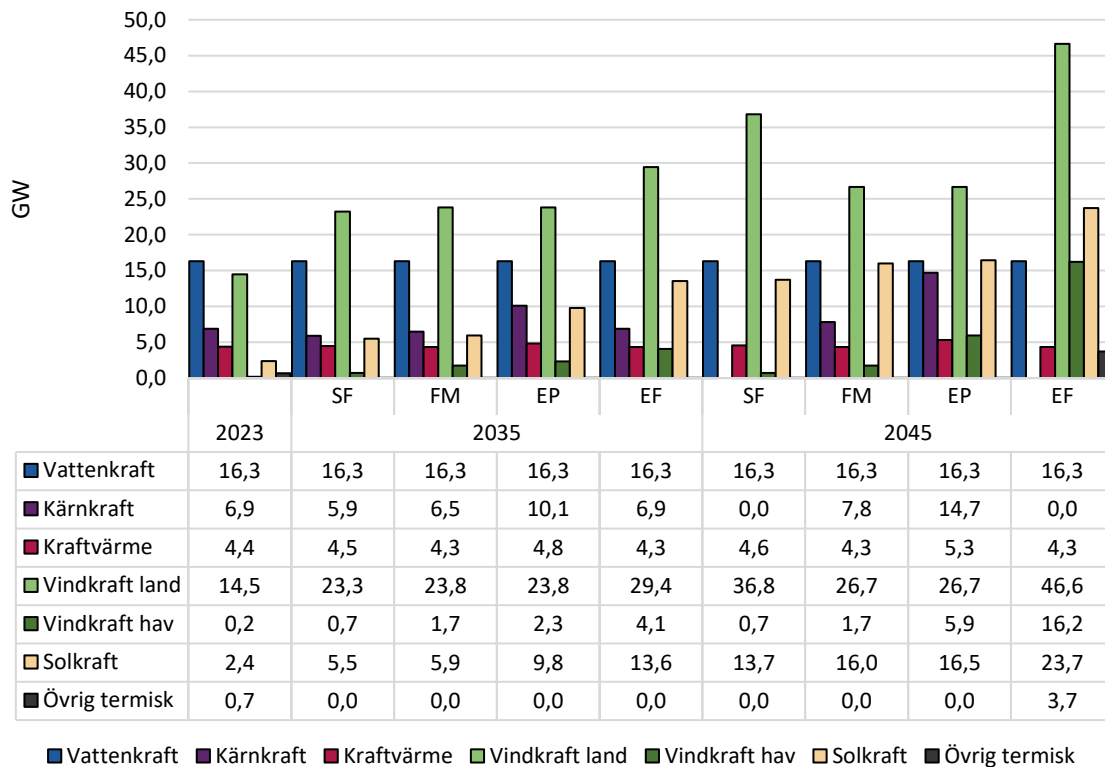
## 3.2 Produktionskapacitet

I detta avsnitt beskrivs produktionskapaciteten för Sverige i scenarierna. Produktionskapaciteten har initialt baserats på anslutningsförfrågningar som inkommit till Svenska kraftnät i kombination med prognoser från t.ex. branschorganisationer som Svensk vindenergi. Därefter har kapaciteterna justerats utifrån en lönsamhetsbedömning som beskrivs i kapitel 3.3.

Figur 7 visar installerad effekt för olika kraftslag i Sverige för scenarierna. Mer detaljerad information med installerad effekt per elprisområde finns i Appendix B. Scenarierna differentieras framför allt när det gäller utbyggnaden av förnybar produktion och kärnkraft. I SF- och EF-scenarierna antas kärnkraften avvecklas under 30- och 40-talet i takt med att de befintliga reaktorerna når sin förväntade livslängd, medan ny kärnkraft och livstidsförlängning av befintliga reaktorer tillåts i FM- och EP-scenarierna. Dessa scenarier har dock differentierats på så vis att endast de tre nyaste reaktorerna antas kunna livstidsförlängas i FM-scenariot, medan samtliga reaktorer kan livstidsförlängas i EP-scenariot. Resultatet blir en liten minskning av kärnkraften till 2035 i FM-scenariot, men en ökning jämfört med dagens nivå till 2045 då ytterligare ny kärnkraft tillkommer. Mer detaljerad information om antaganden för befintlig kärnkraft finns i Appendix B.

Utbyggnaden av landbaserad vindkraft är störst i SF- och EF-scenarierna där kärnkraften avvecklas. I dessa scenarier antas politiken driva på för att den tekniska potentialen för vindkraft ska realiseras i högre grad än i övriga scenarier, och den maximala potentialen för svensk vindkraftsutbyggnad har satts till 180 TWh år 2045. EF-scenariot har även en stor utbyggnad av havsbaserad vindkraft som drivs av de högre elpriserna i detta scenario. I FM- och EP-scenarierna blir utbyggnaden av vindkraft lägre, och den maximala potentialen för år 2045 har satts till 100 TWh. Utvecklingen för solceller antas ske främst på prismässig grund och blir störst i EF- och EP-scenarierna med högst elpriser.

Kapaciteten för el från kraftvärme antas vara relativt konstant mellan de olika scenarierna, med en viss ökning i EP-scenariot till följd av effekthöjningar med befintligt kraftvärmeunderlag. Även lönsamheten för topplastkapacitet i form av gasturbiner har undersökts och visat sig vara lönsam i EF-scenariot där denna kapacitet uppgår till 3,7 GW år 2045.



Figur 7. Installerad produktionskapacitet i Sverige för scenarierna.

### 3.3 Lönsamhetsbedömning

För Norden har nyinvesteringar i elproduktion värderats utifrån en iterativ lönsamhetsbedömning. Mer specifikt innebär det att en uppsättning av nya teknologier utvärderas utifrån deras investeringskostnader, fasta kostnader, rörliga kostnader samt ett givet avkastningskrav. Om avkastningskravet för en specifik teknologi underskrids, reduceras alternativt sker inga investeringar i denna teknologi. Om avkastningskravet överskrids adderas investeringar ända tills att den faktiska avkastningen sammanfaller med avkastningskravet givet att den antagna investeringspotentialen inte är begränsande. I de fall där investeringspotentialen är begränsande innebär det att den faktiska avkastningen överstiger avkastningskravet. Exempelvis kan utbyggnaden av landbaserad vindkraft vara lönsam men begränsas av andra intressen, exempelvis bebyggelse, skyddad natur- och kulturmiljö samt försvarsintressen. Inom ramen för lönsamhetsbedömningen har intäkterna endast utvärderats utifrån dagen före marknaden. Andra intäktskällor har sålunda inte beaktats.

Enligt finansiell teori finns ett grundläggande samband mellan avkastningskravet och risken för en investering. Risker och därmed avkastningskrav skiljer sig åt mellan teknologier. Även den så kallade landsrisken vilken utgörs av en uppsättning av risker såsom ekonomisk risk, politisk och institutionell risk påverkar avkastningskravet i ett specifikt land. Eftersom det är svårt att värdera

ovanstående risker och därmed avkastningskravet har vår ansats varit att utvärdera alla investeringar utifrån ett 6 % reallt avkastningskrav.

Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) har stigit så att det motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin givet restriktioner som att potentialer för olika teknologier kan vara begränsade. Den långsiktiga marginalkostnaden utgörs av kapitalkostnader (investeringskostnader), fasta årliga kostnader (Fast DoU) samt rörliga kostnader (Rörlig DoU). Dessa kostnader måste med andra ord förväntas bli täckta för att en nyinvestering ska ske. I sammanhanget kan nämnas att endast de företagsekonomiska kostnaderna är inkluderade. Andra kostnader, exempelvis systemkostnader, ingår inte i lönsamhetsbedömningen.

Kapitalkostnaderna utgörs av de investeringskostnader som krävs för att uppföra anläggningen så att den är i funktionellt skick för elproduktion. Dessa utgörs av:

- Den fysiska anläggningen inklusive tillhörande utrustning (EPC). Detta brukar normalt sett inbegripa ingenjörsmässiga kostnader samt upphandlings- och konstruktionskostnader<sup>13</sup>. Omfattningen av EPC-paketet kan variera.
- Infrastruktur/anslutningskostnader vilket inkluderar elnätsanslutning, bränsle- och kylsystem. Dessa kostnader kan vara inkluderade i EPC-kostnaderna.
- Utvecklingskostnader vilka inkluderar tillståndsprocesser samt inköp av mark.
- Räntekostnader under byggnation vilket reflekterar alternativkostnaden av de resurser som läggs ner vid bygget av en ny elproduktionsanläggning. Denna ränta bör vara densamma som det avkastningskrav som antas gälla under investeringens livslängd.

Fast DoU innefattar årliga kostnader: Exempel på sådana kostnader utgörs av:

- Arbetskraft
- Planerat och oplanerat underhåll
- Underhåll av kapitalstocken under investeringens livslängd
- Fastighetsskatt, försäkringar samt vissa nätkostnader

Rörliga DoU-kostnader är strikt sett utgifter som förändras i takt med att produktionsvolymen varierar. Typiska rörliga kostnader utgörs av bränsle- och CO<sub>2</sub>-kostnader samt bränsleoberoende kostnader som reparation och underhåll samt kemikalier. Endast de bränsleoberoende kostnaderna redovisas i nedanstående tabell över rörliga kostnader.

Utöver ovanstående kostnader påverkas den långsiktiga marginalkostnaden för olika teknologier av bl.a. bränslepriser- och CO<sub>2</sub>-priser samt av teknisk utveckling. Exempel på teknisk utveckling utgörs av högre fullasttimmar för vindkraft och högre effektivitet för termiska kraftverk.

Nedan presenteras de viktigaste antagandena gällande omedelbara investeringskostnader, fast DoU, rörlig DoU, byggtid och ekonomisk livslängd. Kostnadsantagandena för respektive teknologi är densamma för alla scenarier förutom för havsbaserad vind. För havsbaserad vind har den omedelbara investeringskostnaden antagits vara lägre i EF- och SF-scenariot. Denna teknikklass

---

<sup>13</sup> I den engelskspråkiga litteraturen betecknas detta som EPC price (engineering, procurement and construction price)

benämns som Havsbaserad vind Låg. Potentialen för vind- och solkraft har antagits variera mellan scenario. För en övergripande beskrivning av potentialen för vind- och solkraft, se kapitel 3.2. Även lönsamheten för batterilager undersöktes i lönsamhetsbedömningen men var för låg för att motivera investeringar, vilket kan förklaras av den stora flexibilitet som antagits exogent från elfordon och vätgaslager och för länder utanför Norden i TYNDP-scenarierna.

Teknologi	Byggtid [År]	Ekonomisk livslängd [År]
Landbaserad vind	1	25
Havsbaserad vind	3	25
Havsbaserad vind Låg	3	25
Solceller, parker	1	30
Solceller, villasystem	1	30
Gasturbin	2	40
Kärnkraft	6	60
SMR	4	60
Batterier_2h	1	15
Batterier_4h	1	15
Batterier_8h	1	15

**Tabell 5.** Antagen byggtid och ekonomisk livslängd per teknologi. Byggtiden avser delen av entreprenadfasen där den övervägande delen av investeringskostnaden uppstår.

Teknologi	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Landbaserad vind	1 080	1 070	1 060	1 050	1 040	1 030
Havsbaserad vind	2 400	2 200	2 000	1 925	1 850	1 775
Havsbaserad vind Låg	2 050	1 850	1 650	1 575	1 500	1 425
Solceller, parker	795	584	495	437	420	405
Solceller, villasystem	1 791	1 338	845	788	731	691
Gasturbin	607	585	572	564	556	549
Kärnkraft	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500	4 500
SMR	4 300	4 300	4 300	4 300	4 300	4 300
Batterier_2h	866	589	508	476	444	413
Batterier_4h	1 513	967	784	735	686	637
Batterier_8h	2 807	1 723	1 336	1 253	1 169	1 086

**Tabell 6.** Antaganden om omedelbar investeringskostnad (OIC), EUR/kW, 2020 års prisnivå.

<b>Teknologi</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Landbaserad vind	30	30	30	30	30	30
Havsbaserad vind	90	85,8	81,7	77,5	73,3	69,2
Havsbaserad vind Låg	90	85,8	81,7	77,5	73,3	69,2
Solceller, parker	11,3	10,4	9,5	8,8	8,1	7,8
Solceller, villasystem	13,4	12,1	10,7	10,2	9,6	9,3
Gasturbin	10	10	10	10	10	10
Kärnkraft	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5
SMR	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5	71,5
Batterier_2h	21,6	14,7	12,7	11,9	11,1	10,3
Batterier_4h	37,8	24,2	19,6	18,4	17,2	15,9
Batterier_8h	70,2	43,1	33,4	31,3	29,2	27,1

**Tabell 7.** Antaganden om fast DoU, EUR/kW, 2020 års prisnivå. Not: Av modellmässiga skäl har rörlig DoU för landbaserad och havsbaserad vind lagts på fast DoU.

<b>Teknologi</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>	<b>2035</b>	<b>2040</b>	<b>2045</b>
Landbaserad vind	0	0	0	0	0	0
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0	0
Havsbaserad vind Låg	0	0	0	0	0	0
Solceller, parker	0	0	0	0	0	0
Solceller, villasystem	0	0	0	0	0	0
Gasturbin	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Kärnkraft	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
SMR	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Batterier_2h	0	0	0	0	0	0
Batterier_4h	0	0	0	0	0	0
Batterier_8h	0	0	0	0	0	0

**Tabell 8.** Antaganden om rörlig DoU, EUR/kW, 2020 års prisnivå.

## 3.4 Överföringskapacitet

Utgångspunkten för den överföringskapacitet som antagits i scenarierna är dagens överföringskapacitet som ges på Nordpool<sup>14</sup>, och är densamma för samtliga scenarier. Tabell 9 visar de förändringar i överföringskapacitet till de nordiska länderna och inom Sverige som antagits i scenarierna. För Sverige kommer NordSyd-paketet successivt öka överföringskapaciteten på Snitt 2 till 10,5 GW år 2045. Samtidigt ökar överföringskapaciteten mellan SE1 och Finland till 2 GW med Aurora Line år 2025. Hansa Power Bridge antas driftsättas 2029 och ökar då överföringskapaciteten till Tyskland med 700 MW. Befintliga HVDC-förbindelser till utlandet finns kvar då det antas att de förnyas då de uppnår sin tekniska livslängd.

Även de andra Nordiska länderna ökar överföringskapaciteten till resterande Europa fram till 2050. För Norge sker detta genom kabeln NorthConnect till Skottland<sup>15</sup> och för Danmark genom Viking Link till Storbritannien och planerade energiöar som kommer öka kopplingen till Tyskland och Belgien.

Driftår	Snitt	Förändring (MW)	Total (MW)	Information/Namn
2024	DK1↔UK	+1400	1400	Viking Link
2025	SE1→FI	+800	2000	Aurora line (Messauré – Keminmaa)
	FI→SE1	+900	2000	
	DK1↔DE	+1000	3500	Steg 2 Jylland-Tyskland
2028	SE2↔SE3	+800	8100	Förstärkning Snitt 2
2029	SE4↔DE	+700	1315	Hansa Power Bridge
2030	DK2→DE	+1000	1585	Förbindelse via Bornholm Energy Island
	DE→DK2	+1000	1600	
2032	DK1↔BE	+1400	1400	TritonLink
2034	SE2↔SE3	+1500	9600	Förstärkning Snitt 2
2035	FI↔EE	+684	1700	Estlink 3
	NO2↔UK	+1400	2849	NorthConnect Link
2040	SE2↔SE3	+900	10500	Förstärkning Snitt 2

**Tabell 9.** Förändringar av överföringskapacitet till de svenska elprisområdena samt Norden.

<sup>14</sup> Nordpool, "Maximum NTC", giltiga från 25 maj 2022, 2023-11-10. Länk från 2023-12-12: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>.

<sup>15</sup> Koncessionsansökan för denna förbindelse avslogs av den norska regeringen i mars 2023 men den finns med i LMA2024 då bedömningen varit att det överlag finns ett behov av att öka överföringskapaciteten mellan Norden och övriga Europa, inte minst kopplat till utvecklingen av stora havsbaserad vindkraftparker i Nordsjön.



### 3.5 Bränslepriser

De bränslepriser som antagits i scenarierna visas i Tabell 10. Dessa priser är hämtade från TYNDP-scenarierna, med undantag för priserna för biomassa och torv som baseras på statistik från SCB. Dessutom har priserna för utsläppsrätter, naturgas, och stenkol för år 2025 justerats utifrån värden som togs fram inom samarbetet för BSMMG och baseras på forwardpriser från år 2022. Detta gjordes för att ta hänsyn till de stora prisökningar som skett under 2022 som en följd av utfasningen av användningen av rysk gas i Europa. På längre sikt antas priserna på naturgas fortfarande ligga i linje med TYNDP 2022. Dock görs i kapitel 5.3 en känslighetsanalys av resultaten där priserna på naturgas, utsläppsrätter och kol istället antas ligga kvar på högre nivåer.

För att få priserna för simuleringsåren 2035 och 2045 görs en linjär interpolering av priserna i Tabell 10. För FM-scenariot antas priserna år 2045 vara desamma som år 2040.

	FM			SF, EP, EF		
EUR/MWh	2025	2030	2040	2030	2040	2050
CO <sub>2</sub> (EUR/ton)	110,0*	70,0	90,0	78,0	123,0	168,0
Stenkol	13,4*	8,9	8,7	7,1	6,9	6,7
Lättolja	46,3	49,6	55,5	36,3	34,6	32,8
Naturgas	48,8*	22,4	24,8	14,5	14,7	14,7
Biogas	86,0	74,7	61,0	74,7	61,0	50,3
Vätgas import	72,9	72,9	57,9	74,3	57,9	45,1
Kärnkraft	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Oljeskiffer	5,6	6,7	9,8	6,7	9,8	14,1
Brunkol	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Biomassa*	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9	31,9
Torv*	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
* - annan källa än TYNDP2022						

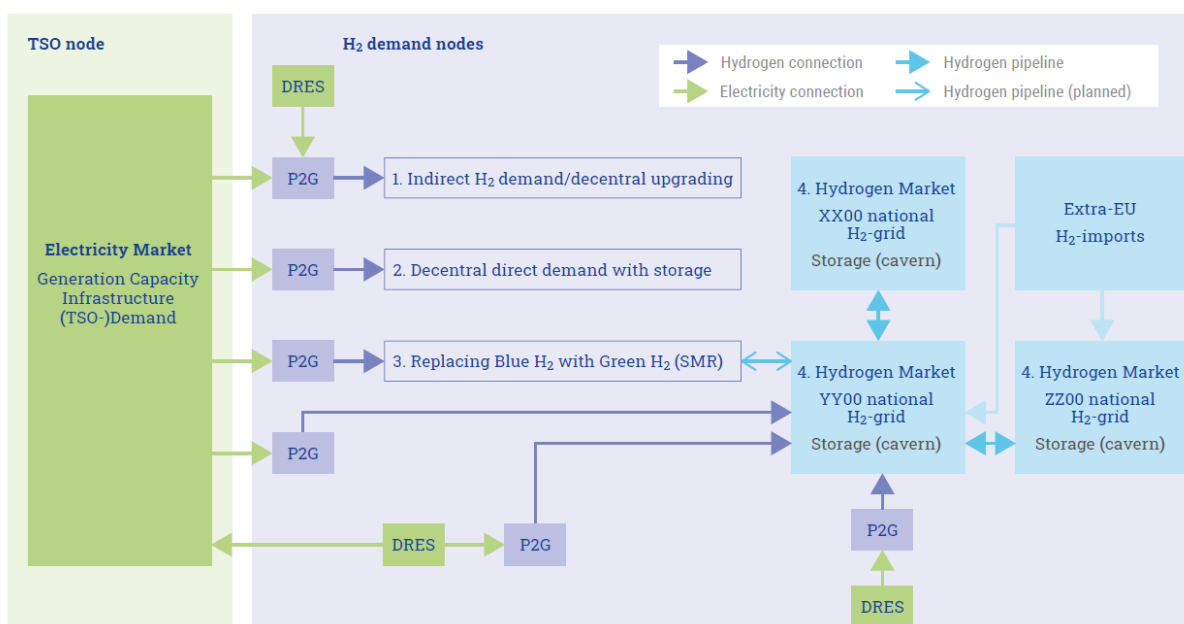
**Tabell 10.** Bränslepriser som använts i scenarierna. Priserna kommer från TYNDP2022 förutom priset för biomassa och torv som baseras på data från SCB, samt priserna för utsläppsrätter, stenkol och naturgas år 2025 som tagits fram inom ramen för BSMMG-samarbetet. Priserna avser 2020 års prisnivå. För FM-scenariot antas priserna år 2050 vara desamma som för år 2040.

### 3.6 Vätgasmodellering

Vätgasmodelleringen för kontinenten baseras på TYNDP-scenarierna, vars modellering illustreras i Figur 8. På motsvarande sätt som för elmarknaden måste förbrukningen av vätgas tillgodoses för varje timme och prisområde. Existerande naturgasledningar antas kunna konverteras för att möjliggöra transport av vätgas, och från 2030 finns i DE- och GA-scenarierna ett europeiskt

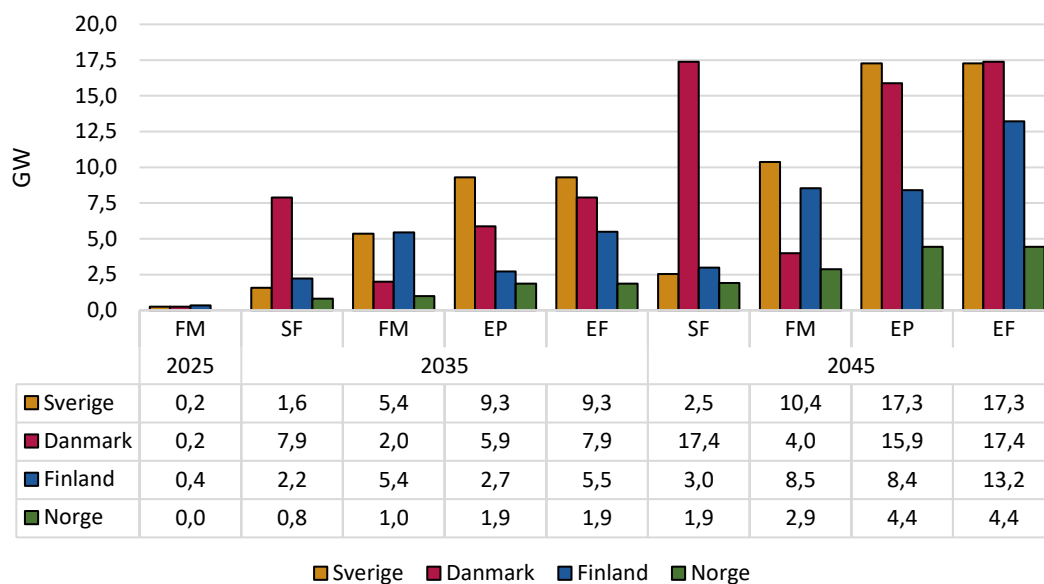
vätgasnät. Produktionen av vätgas sker främst genom elektrolys men även import från externa regioner. Vätgasproduktionen modelleras genom fyra konfigurationer, nr. 1-4 i Figur 8, som medger olika nivåer av flexibilitet i produktionen. Vätgasen inom konfiguration 1-2 förbrukas lokalt i varje land, medan vätgasen inom konfiguration 3-4 kan transporteras i vätgasnätet mellan länder. Dessutom finns vätgaslager i form av saltgrottor som konverterats för att kunna lagra vätgas.

För att förenkla vätgasmodelleringen och undvika en allt för stor ökning av modellens komplexitet modelleras endast konfiguration 4 i LMA2024. All elektrolyskapacitet och vätgasförbrukning har därför modellerats som aggregerad produktionskapacitet och förbrukning som är ansluten till den europeiska vätgasmarknaden. Eftersom 70-90% av den totala vätgasförbrukningen i TYNDP-scenarierna ligger på konfiguration 4 år 2040 och framåt har detta ansetts vara en godtagbar förenkling av modelleringen.



**Figur 8.** Vätgasmodellering i TYNDP-scenarierna. Källa: ENTSO-E, 2022.

För Sverige och övriga Norden har vätgasmodelleringen anpassats för att vara konsistent med övriga antaganden för Norden i scenarierna. Den installerade kapaciteten för elektrolysörer har beräknats utifrån den antagna vätgasförbrukningen med ett generellt antagande om 75 % överkapacitet, vilket motsvarar en utnyttjandegrad på 57 %. Undantaget är Danmark för SF, EP, och EF-scenarierna, där vätgasförbrukning och elektrolysrkapacitet har hämtats direkt från TYNDP-scenarierna. Detta beror på att Danmark är en betydande netto-exportör av vätgas i TYNDP-scenarierna, så kapaciteterna har behållits för att i största möjliga mån behålla de existerande energibalanserna för kontinenten. Den antagna elektrolysrkapaciteten i de nordiska länderna visas i Figur 9.



**Figur 9.** Antagen elektrolyserkapacitet för de nordiska länderna.

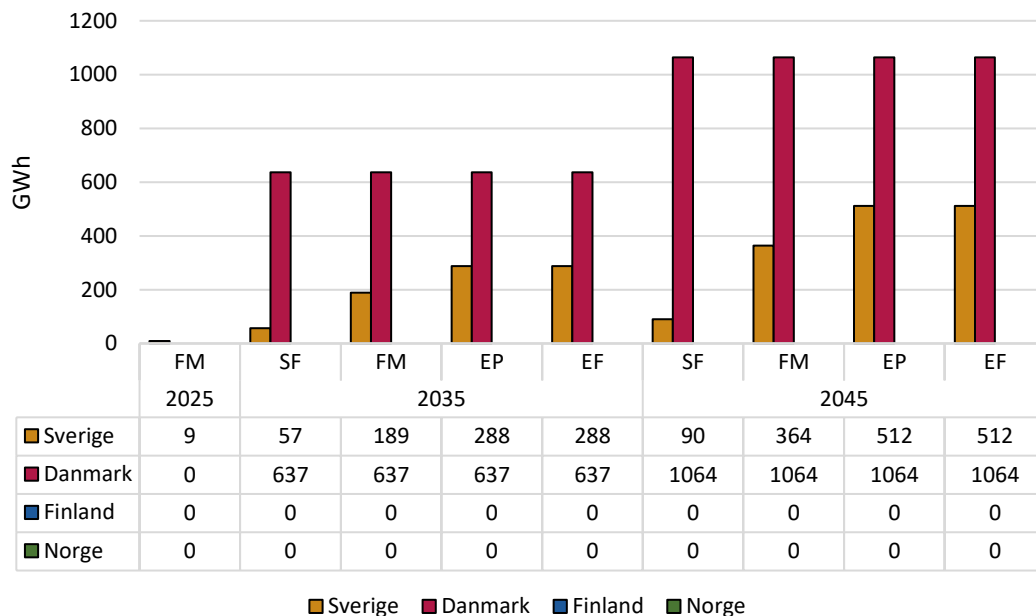
Tabell 11 visar de vätgasförbindelser till och inom de nordiska länderna som antagits i scenarierna. Både Finland och Danmark har förbindelser direkt till kontinenten, till Estland respektive Polen. Norge antas vara kopplat till Danmark eftersom det redan finns en existerande naturgasledning, samtidigt som det finns en intern förbindelse i Danmark mellan DK1 och DK2. Notera att förbindelserna mellan länder i Tabell 11 ej gäller FM-scenariot, då TYNDP-scenariot National Trends som används i detta scenario inte modellerar en europeisk vätgasinfrastruktur. Följaktligen görs inga antaganden om några vätgasledningar mellan länder i FM-scenariot.

Förbindelse	Kapacitet (GW)				Källa
	EF/SF		EP		
Scenario					
År	2035	2045	2035	2045	
FI-EE	2,3	2,3	1,8	2,9	TYNDP2022
DK2-PL	6,2	11,8	3,4	9,0	TYNDP2022
DK1-NO1	4,7	4,7	4,7	4,7	Eget antagande
DK1-DK2	4,7	4,7	4,7	4,7	Eget antagande

**Tabell 11.** Antagna vätgasförbindelser för de nordiska länderna. Gäller ej FM-scenariot där samtliga förbindelser utom DK1-DK2 tagits bort.

Sverige antas inte vara anslutet till det europeiska vätgasnätet i något av scenarierna, primärt eftersom den mesta vätgasförbrukningen planeras i norra Sverige som inte har något befintligt gasnät. Eftersom scenarierna används för att utvärdera investeringar i överföringskapacitet i elnätet är det också viktigt att inte anta en stor överföringskapacitet för vätgas som inte säkert kommer finnas på plats i framtiden, eftersom detta skulle riskera att underskatta behovet av utbyggd överföringskapacitet i elnätet. Dock görs i kapitel 5.1 en analys av hur byggnationen av en vätgasledning mellan norra Sverige och Finland skulle påverka el- och vätgaspriser samt behov av kapacitet i elnätet.

Figur 10 visar den lagringskapacitet för vätgas som antagits för de nordiska länderna. Endast Sverige och Danmark antas ha lagringskapacitet. I Sverige är lagret ett inklätt berggrum under mark (lined rock cavern, LRC) i SE1, medan lagret i Danmark är ett lager i saltgrottor av den typ som modelleras i TYNDP-scenarierna. För lagret i SE1 antas energikapaciteten vara 4 dagars vätgasförbrukning, och överkapaciteten i elektrolysörer 75 %, vilket betyder att kapaciteten för elektrolysörerna maximalt kan producera vätgas motsvarande 175 % av den kontinuerliga vätgasförbrukningen, och att lagret kan fyllas upp på 128 timmar.



Figur 10. Antagen lagringskapacitet för vätgas för de nordiska länderna.

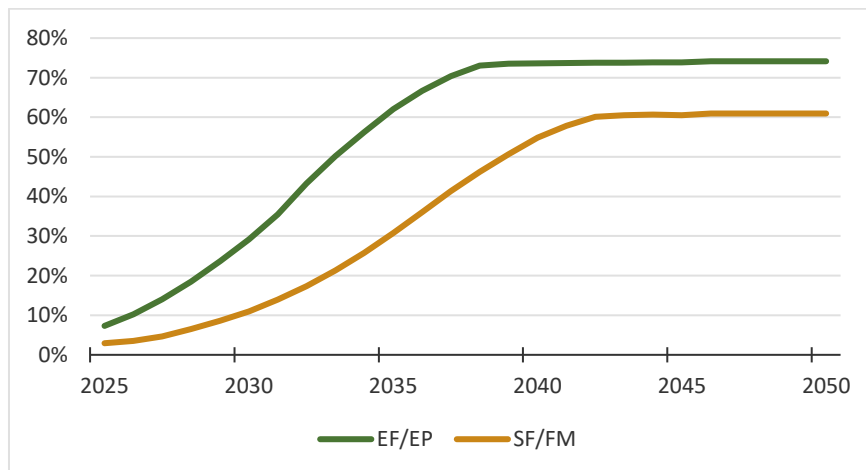
### 3.7 Flexibilitet från elfordon

År 2022 fanns i Sverige 5 miljoner personbilar och 700 000 lastbilar i drift. Om man antar att alla dessa fordon elektrifieras, samt att batterikapaciteten är 60 kWh för personbilar och 240 kWh för lastbilar, så blir den totala batterikapaciteten 368 GWh, och den totala momentana laddningseffekten uppskattningsvis 30 GW. Detta gäller vid en elförbrukning för elfordon på 36,1 TWh, och batterikapaciteten antas sedan skala linjärt med den årliga elförbrukningen. Dock kommer inte alla elfordon ha möjlighet att laddas flexibelt. Andelen fordon med flexibel laddning i de olika scenarierna visas i Tabell 12, tillsammans med den totala batterikapaciteten. Utvecklingen av andelen elfordon som kan ladda flexibelt över tid visas i Figur 11.

Det bör noteras att flexibel laddning i simuleringsmodellen innebär att batterikapaciteten aktivt deltar på spotmarknaden och därmed påverkar elpriset. Detta kan t.ex. ske genom en aggregator som lägger bud för ett stort antal elbilar på elmarknaden. Elfordon kan dock bidra med flexibilitet utan att delta direkt på spotmarknaden, genom att anpassa sitt laddningsbeteende efter de priser som uppstår. I detta fall behöver den som är balansansvarig för elfordonens förbrukning prognostisera hur fordonens laddningsbeteende kommer påverkas av priserna, vilket gör det svårare att tillhandahålla flexibilitet till kraftsystemet. Detta är ett av flera skäl att inte använda allt för optimistiska antaganden om elfordonens flexibilitet, vilket diskuteras vidare i kapitel 5.2.

Scenario	Flexibel laddning (%)			Batterikapacitet (GWh)		
	2035	2045	2050	2035	2045	2050
SF/FM	31	61	61	43,5	141,4	159,1
EP/EF	62	74	74	123,1	245,7	273,5

**Tabell 12.** Andel elfordon med flexibel laddning och total batterikapacitet.



**Figur 11.** Andel av elfordon som antas laddas flexibelt i scenarierna. Andelen bestämmer den totala batterikapaciteten för elfordon som finns tillgänglig i modellen. Antaganden från National Grid ESO, 2021.

För de elfordon som inte laddas flexibelt antas en förbrukningsprofil som är högre på natten än på dagen, och på så vis gynnsam för balanseringen av elnätet eftersom den är okorrelerad mot övrig elanvändning. För EF- och EP-scenarierna som har den högsta elförbrukningen antas 74 % av elfordonen ladda flexibelt år 2045 vilket ger en batterikapacitet på ca. 245 GWh.

Laddningstiden för samtliga elbilar antas vara 12 h vilket i detta fall ger en momentan laddningseffekt på 21 GW.

Flexibiliteten hos elfordonen påverkas även av andra antagande, t.ex. den minimalt tillåtna laddningsnivån, som sätts utifrån timbaserade profiler. I de framtagna scenarierna i LMA2024 antas att laddningsnivån hos den aggregerade fordonsflottan inte får understiga 70 % av batterikapaciteten kl. 06 och 40 % övriga timmar. I kapitel 5.2 undersöks hur dessa och andra antaganden om elfordonens flexibilitet påverkar resultaten i scenarierna.

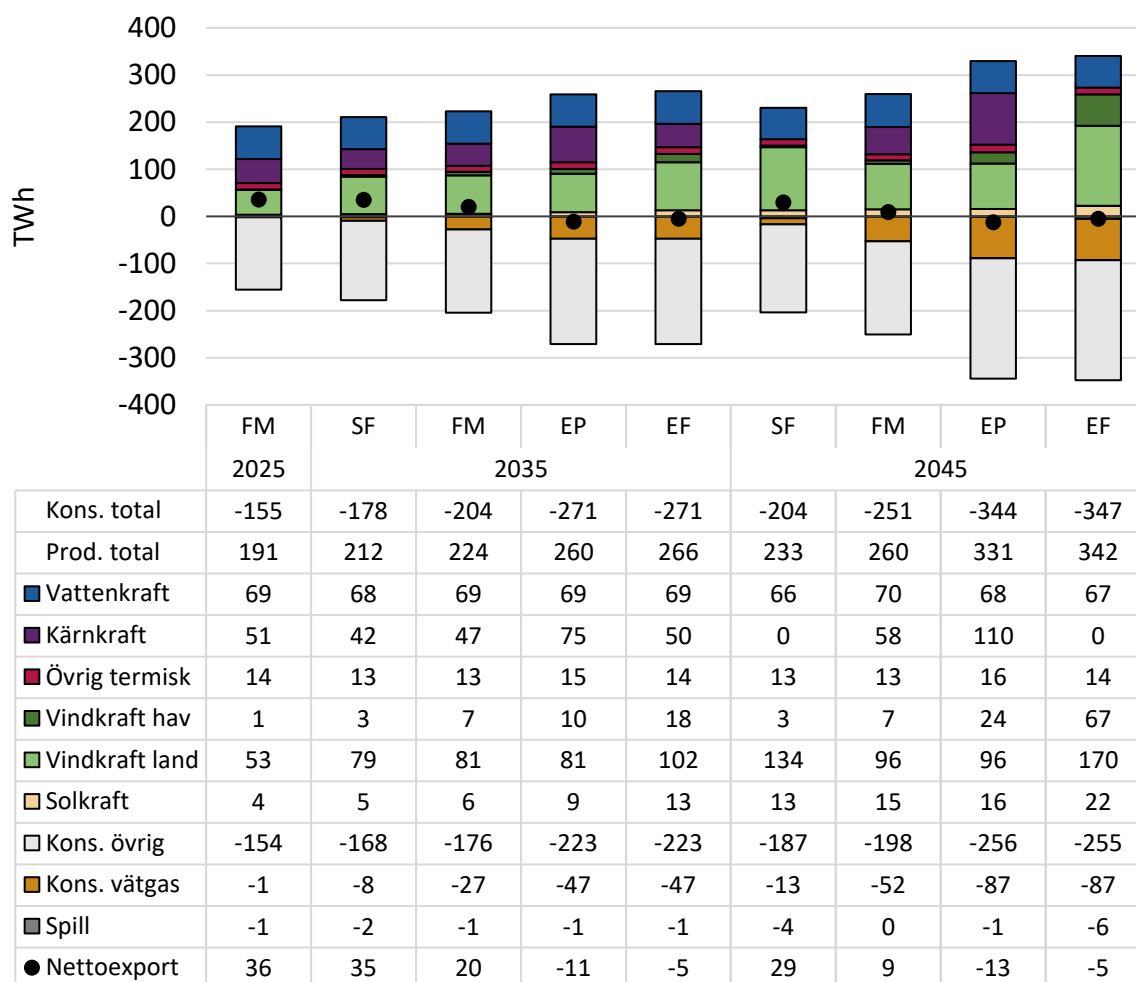


## 4 Simuleringsresultat

I detta kapitel presenteras övergripande simuleringsresultat för scenarierna. Resultaten som visas avser 35 väderår (1982-2016) om inget annat anges. Alla simuleringar har gjorts i elmarknadsmodellen BID3 och de områden som simuleras är Norden samt stora delar av Europa.<sup>16</sup>

### 4.1 Energibalanser

Figur 12 redovisar simulerad elproduktion- och förbrukning för Sverige för 2035 och 2045 för de olika scenarierna.



**Figur 12.** Simulerade årsmedelvärden för elproduktion- och förbrukning i Sverige.

I EF- och EP-scenarierna med högst elförbrukning går Sverige från att ha ett elöverskott på ca. 30 TWh på årsbasis till att ha ett underskott på 5-13 TWh. Underskottet blir större i EP-scenariot än i EF-scenariot, trots en utbyggnad av kärnkraften. Detta beror på den stora utbyggnaden av

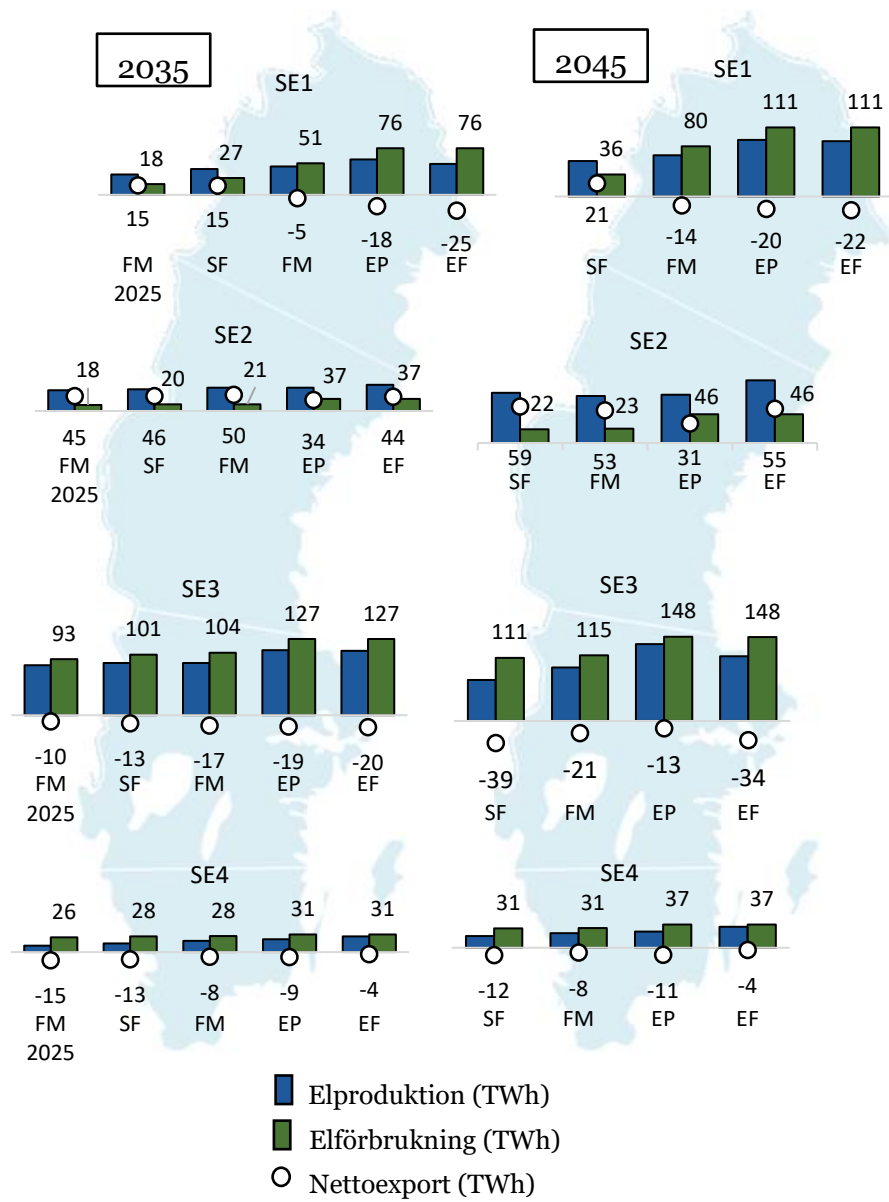
<sup>16</sup> Norden och Baltikum samt Polen, Tyskland, Tjeckien, Österrike, Schweiz, Frankrike, Belgien, Nederländerna och Storbritannien.

förnybar produktion i EF-scenariot. Totalt finns 259 TWh vind- och solkraft i EF-scenariot, vilket är 123 TWh mer än i EP-scenariot, och alltså mer än kompenserar för årsproduktionen från kärnkraft i EP-scenariot som är 110 TWh. I scenarierna med lägre förbrukning har Sverige fortsatt ett elöverskott på årsbasis. I FM-scenariot minskar Sveriges elöverskott till 8 TWh år 2045, medan det i SF ligger kvar på dagens nivåer.

I den totala förbrukningen i Figur 12 ingår även spillet. Spillet blir störst i EF- och SF-scenarierna med störst mängd vindkraft, men överstiger inte 6 TWh vilket är en låg nivå givet den stora förnybara produktionen.

I Figur 13 visas produktion, förbrukning och nettoexport för de svenska elprisområdena. Den största förändringen för svenska elprisområden sker i SE1, som går från att vara ett överskottsområde till att få ett underskott på 20 TWh år 2045 i EP- och EF-scenarierna. I SF-scenariot fortsätter dock SE1 att vara ett överskottsområde med en nettoexport på 20 TWh. SE2 har ett stort elöverskott som varierar mellan 30-60 TWh år 2045, medan SE3 har ett underskott som ligger mellan 13-40 TWh. Underskottet blir störst i SF-scenariot då kärnkraften avvecklas samtidigt som det inte tillkommer någon havsbaserad vindkraft i SE3. SE4 är elprisområdet med minst spridning mellan scenarierna, där importbehovet ligger mellan 4-12 TWh jämfört med 15 TWh år 2025. Förbättringen i energibalans förklaras av ökad utbyggnad för förnybar produktion i kombination med en relativt låg ökning av elförbrukningen.

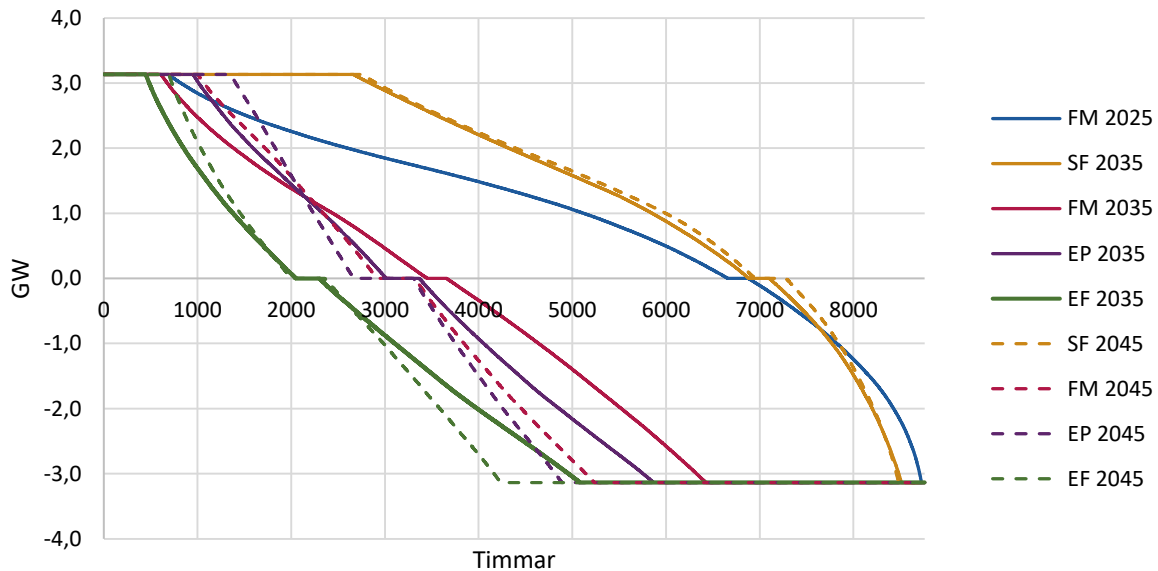




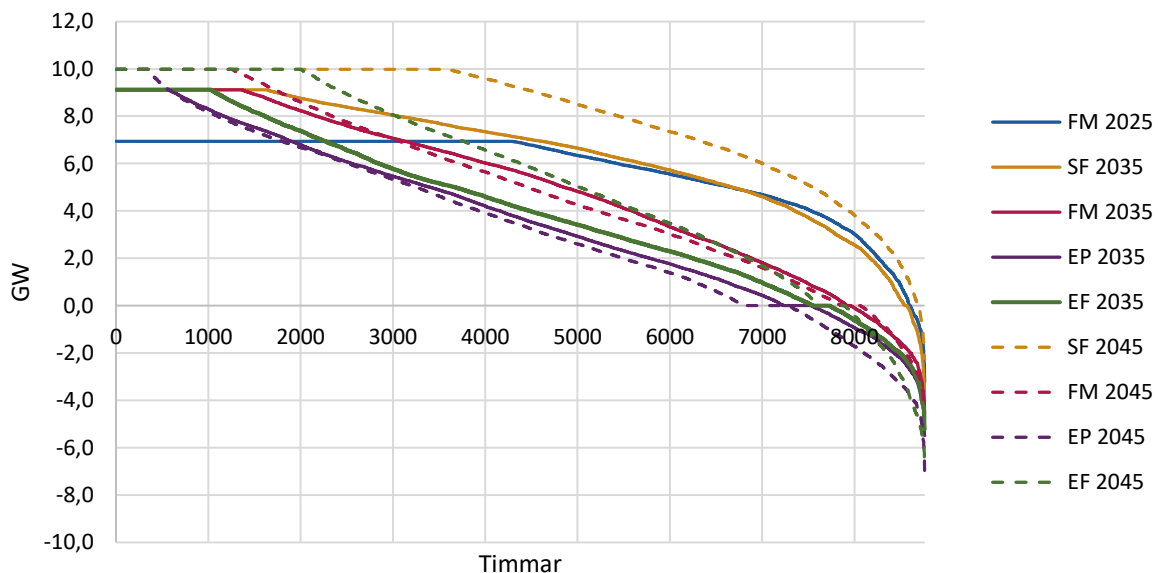
**Figur 13.** Årsmedelvärden för produktion, förbrukning och nettoexport för Sveriges elprisområden. Värden för förbrukning anges ovanför staplarna, och nettoexporten under staplarna.

## 4.2 Flöden

Figur 14-Figur 16 visar varaktighetskurvor för flöden på de svenska snitten, och Figur 17 visar hur stor del av tiden kapaciteten på de olika snitten är begränsande. Det finns en stor skillnad i utvecklingen för de olika snitten. Snitt 2 och Snitt 4 är idag de snitt som oftast begränsar överföringskapaciteten, men antalet timmar då Snitt 2 är begränsande sjunker i samtliga scenarier. Samtidigt ökar antalet timmar då Snitt 1 är begränsande i samtliga scenarier, vilket sker mer sällan idag. Snitt 1 och Snitt 4 begränsar överföringen både söderut och norrut beroende på simulerad timme och scenario, medan Snitt 2 enbart begränsar överföringen söderut.



**Figur 14.** Varaktighetskurvor för flöden på Snitt 1, SE1->SE2.



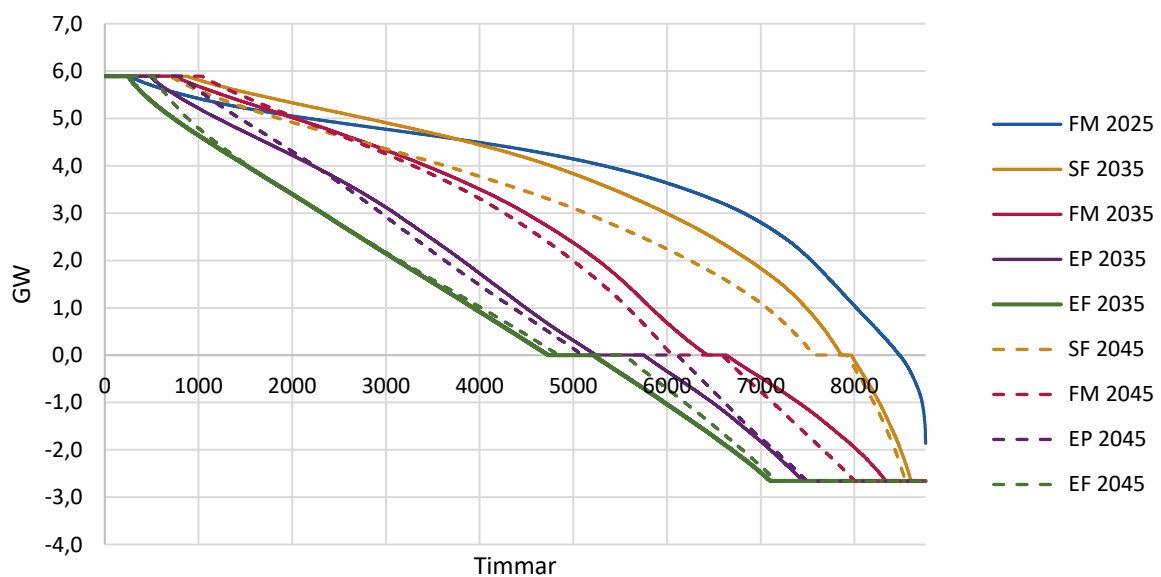
**Figur 15.** Varaktighetskurvor för flöden på Snitt 2, SE2->SE3.

Antalet timmar med begränsning på Snitt 2 minskar i samtliga scenarier, mest i de scenarier där det finns en stor ökning av förbrukningen i norra Sverige. Mängden el som behöver transporteras

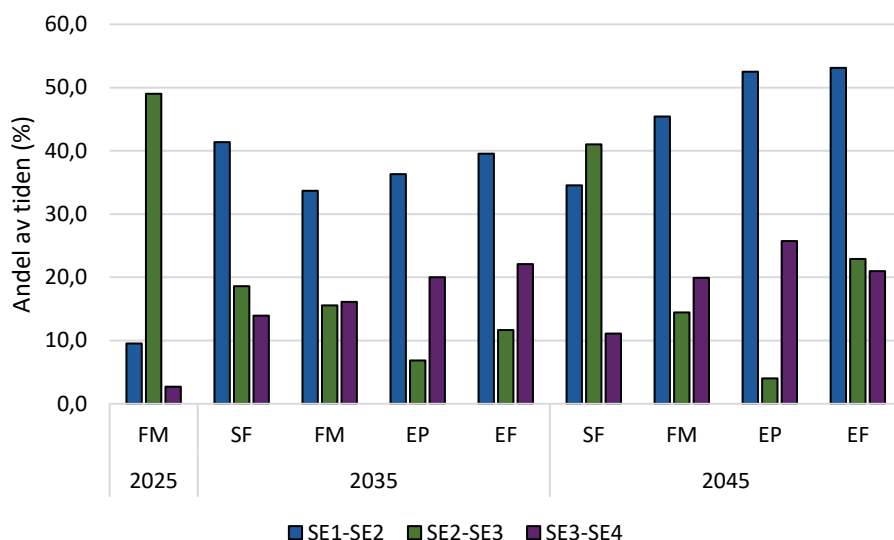
söderut minskar då flödet på Snitt 1 minskar eller vänder då SE1 behöver importera el istället för att exportera. Dessutom ökar kapaciteten på Snitt 2 till 10,5 GW år 2040. Utan den planerade kapacitetsökningen blir Snitt 2 begränsande mellan 2000-7000 timmar beroende på scenario, vilket kan ses i Figur 15. Begränsningen i Snitt 2 blir störst i SF-scenariot. Eftersom förbrukningsökningen i norra Sverige är mycket begränsad i detta scenario blir den geografiska fördelningen för elförbrukningen mer lik den idag, samtidigt som avvecklingen av kärnkraften ökar behovet av överföring söderut.

För Snitt 1 ökar antalet timmar då kapaciteten är begränsande i samtliga scenarier. Dock finns en stor skillnad mellan de olika scenarierna. I SF-scenariot ökar begränsningen främst söderut, medan begränsning norrut endast sker under ett litet antal timmar. I övriga scenarier ökar begränsningen norrut kraftigt, samtidigt som antalet timmar med begränsning söderut ökar mer marginellt eller minskar något. Detta är kopplat till förändringen av nettoflödet som ses på Snitt 1, där nettoflödet vänder och blir norrgående i samtliga scenarier utom SF-scenariot.

Även Snitt 4 blir mer begränsande för 2035 och 2045 jämfört med år 2025. Dock underskattas antalet timmar då Snitt 4 är begränsande jämfört med idag eftersom de begränsningar som finns på grund av t.ex. öst-västliga flöden inte beaktas. Under 2023 fram till december var den maximala kapaciteten på Snitt 4 på dagen-före-marknaden 5400 MW, vilket är 800 MW lägre än max-kapaciteten på 6200 MW. På längre sikt antas en liknande tillgänglighet på olika snitt vilket medför en högre överföringskapacitet på Snitt 4 än idag. I scenarierna med mer havsbaserad vind blir flödet på Snitt 4 oftare norrgående, och den lägre kapaciteten på 2800 MW i norrgående riktning begränsande.



Figur 16. Varaktighetskurvor för flöden på Snitt 4, SE3->SE4.

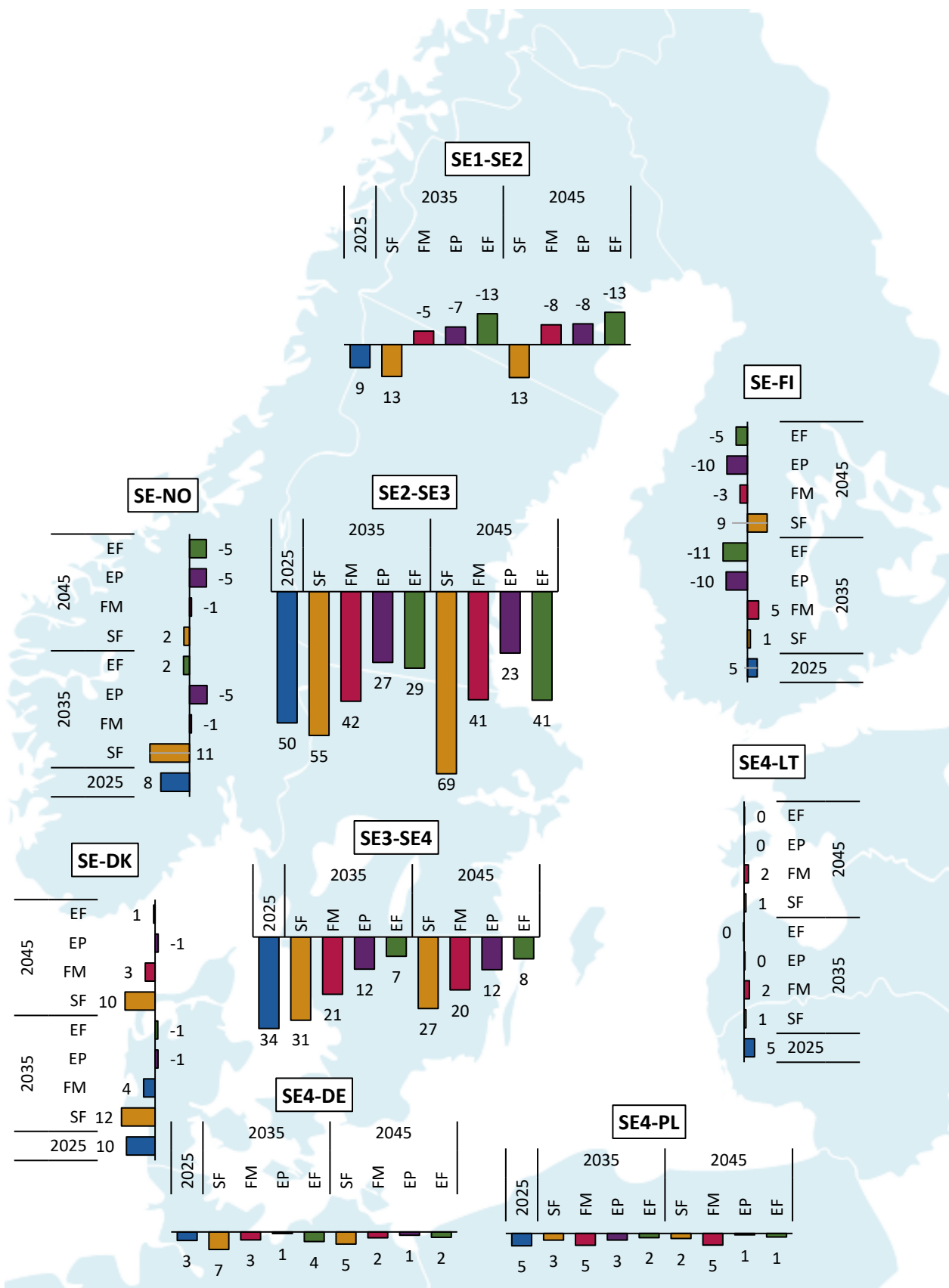


**Figur 17.** Andel av tiden med begränsningar på de svenska snitten.

Sammantaget kan konstateras att begränsningarna som uppstår framför allt präglas av skillnaderna i förbrukning i scenarierna. Scenarierna med en stor ökning av förbrukningen i SE1 skapar ett norrgående flöde över Snitt 1 som blir en allt större flaskhals, medan begränsningen i Snitt 2 minskar jämfört med idag, bl.a. genom att förstärkningsåtgärderna i Tabell 9 ökar överföringsförmågan. På liknande sätt präglas utbytet mellan Sverige och våra grannländer av vilka förbrukningsnivåer som antas i scenarierna. Även kärnkraftens utveckling har en stor betydelse, där lägre kärnkraftsproduktion ökar behovet av kapacitet på Snitt 2.

Figur 18 visar årsflöden för elhandel mellan de svenska elprisområdena samt mellan Sverige och andra länder. Den största skillnaden mellan scenarierna är utbytet mellan Sverige och övriga nordiska länder. I EP- och EF-scenarierna blir Sverige nettoimportör från både Finland och Norge år 2045 medan utbytet med Danmark blir noll. I SF-scenariot fortsätter istället Sverige vara en netto-exportör till övriga nordiska länder.

När det gäller utbytet med länder på kontinenten är Sverige fortsatt netto-exportör i samtliga scenarier, även om utbytet minskar i EP- och EF-scenarierna. Sveriges försämrade energibalans påverkar alltså främst utbytet med Norge och Finland, som är kopplade till norra Sverige där den största ökningen av förbrukningen sker.



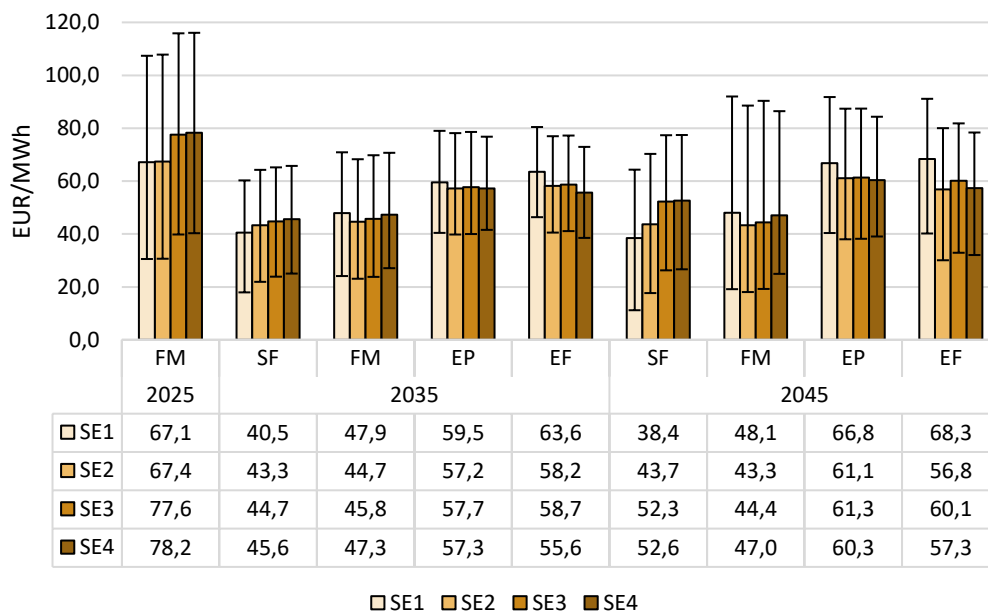
Figur 18. Årsflöden mellan svenska elprisområden och mellan Sverige och grannländer.

## 4.3 Priser

I detta kapitel presenteras resultat för simulerade priser. Årsmedelpriser och varaktighetskurvor för priser i Sverige presenteras i kapitel 4.3.1 och priser för övriga länder presenteras i kapitel 4.3.2. Sedan visas resultat för skillnader i simulerade årsmedelpriser i kapitel 4.3.3.

### 4.3.1 Sverige

Figur 19 visar simulerade årsmedelpriser i de svenska elprisområdena. Priserna är högst för år 2025, vilket beror på högre bränslepriser som sedan antas sjunka till 2035 enligt TYNDP-scenarierna. Ett tydligt resultat för Sverige är att prisgradienten med lägre priser i norra Sverige och högre priser i södra Sverige jämnas ut i scenarierna med högst förbrukning. År 2045 har SE1 högst pris av de svenska elprisområdena i både EP- och EF-scenarierna, medan SE1 fortsätter att vara det elprisområde med lägst priser i SF-scenariot.



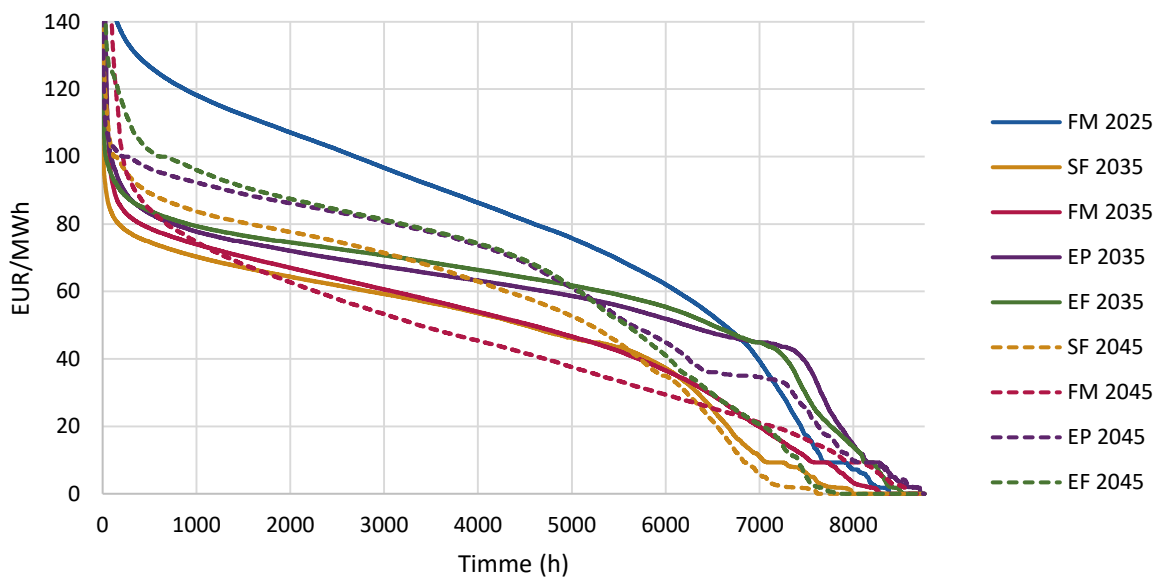
**Figur 19.** Simulerade årsmedelpriser i Sverige. Klamrarna visar spannet mellan det väderår med högst och lägst årsmedelpris.

I Figur 20 visas varaktighetskurvor för priset i Sverige för samtliga scenarier. Y-axeln har klippts av vid 140 EUR/MWh, och Figur 21 visar antalet timmar som priset överstiger 140 EUR/MWh. Figur 21 visar även antalet timmar med nollpris.

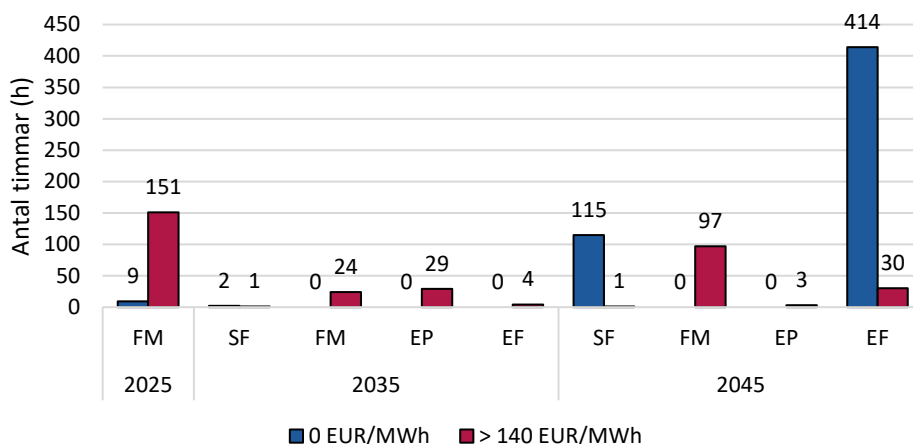
I Figur 20 kan ses att priset i EF-scenariot blir mer volatilt jämfört med i EP-scenariot, eftersom kurvan för EF-scenariot år 2045 ligger ovanför motsvarande kurva för EP-scenariot i början av figuren men sedan ligger under kurvan för EP-scenariot i slutet. EF-scenariot har alltså både fler timmar med högt pris och fler timmar med lågt pris.

Högst antal timmar med lågt pris har SF- och EF-scenarierna år 2045. EF-scenariot har också flest timmar med högt pris tillsammans med FM-scenariot. Det bör noteras att det modellerade priset aldrig blir negativt, eftersom modellen i så fall skulle börja spilla förnybar produktion. I verkligheten krävs ofta ett negativt elpris för att det ska vara lönsamt att spilla förnybar

produktion eftersom den kan ha ytterligare intäktsströmmar förutom försäljning på spotmarknaden, t.ex. Guarantees of Origin. Detta är dock inget som beaktas i simuleringarna.



**Figur 20.** Varaktighetskurvor för elpriset i Sverige. Priset har beräknats som det förbrukningsviktade medelvärdet av elpriset i de svenska elprisområdena.



**Figur 21.** Antal timmar med lågt och högt elpris i Sverige. Priset har beräknats som det förbrukningsviktade medelvärdet av elpriset i de svenska elprisområdena.

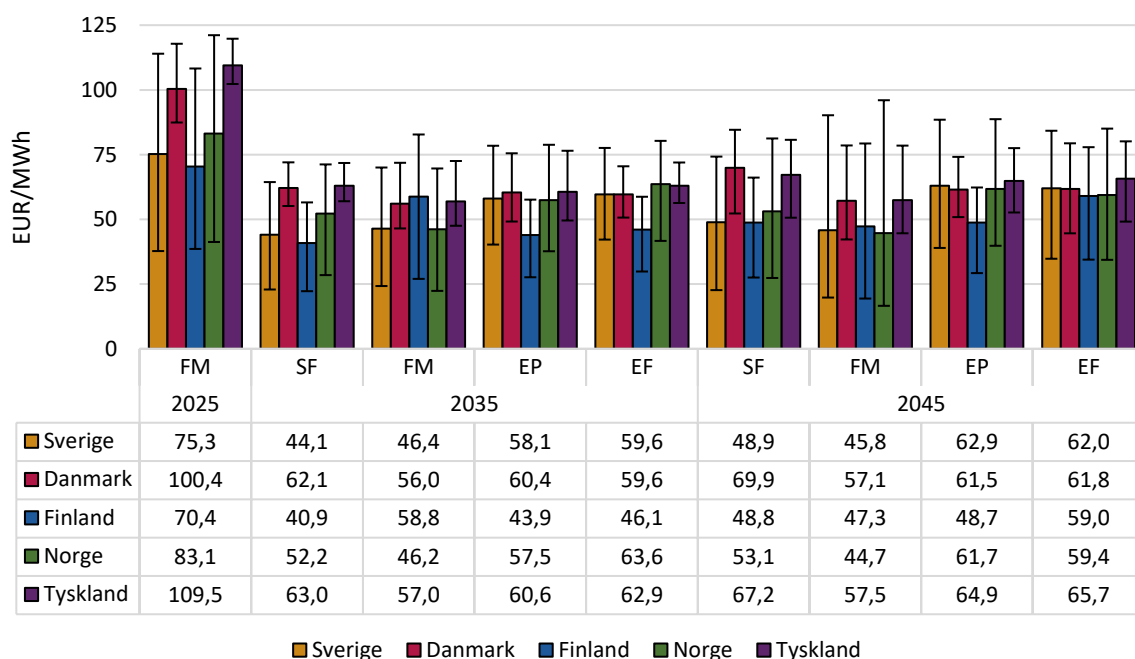
#### 4.3.2 Övriga länder

Figur 22 visar årsmedelpriser i Sverige och övriga länder i Norden samt Tyskland. I de fall där priset redovisas aggregerat för ett land som består av flera elprisområden har priset beräknats genom att vikta ihop priset för de olika elprisområdena med den årliga förbrukningen.

I närtid får Sverige, Finland och Norge lägre priser än Danmark och Tyskland. Denna skillnad består i SF-scenariot, medan priserna jämnas ut mer i övriga scenarier. Framför allt leder den

ökade förbrukningen i Sverige i EP- och EF-scenarierna till att priserna i Sverige går upp, och år 2045 ligger Sverige nära prisnivån i Tyskland i dessa scenarier.

Ett annat resultat är att skillnaden i pris mellan olika väderår ökar över tid för länder utan stora mängder vattenkraft. Skillnaden mellan olika väderår för Danmark och Tyskland år 2025 är betydligt mindre än för övriga nordiska länder, men skillnaden ökar betydligt till år 2045. I takt med att den förnybara produktionen ökar så blir elpriserna mer väderberoende i alla länder. I Appendix C redovisas simulerade priser för fler länder på kontinenten tillsammans med svenska priser.



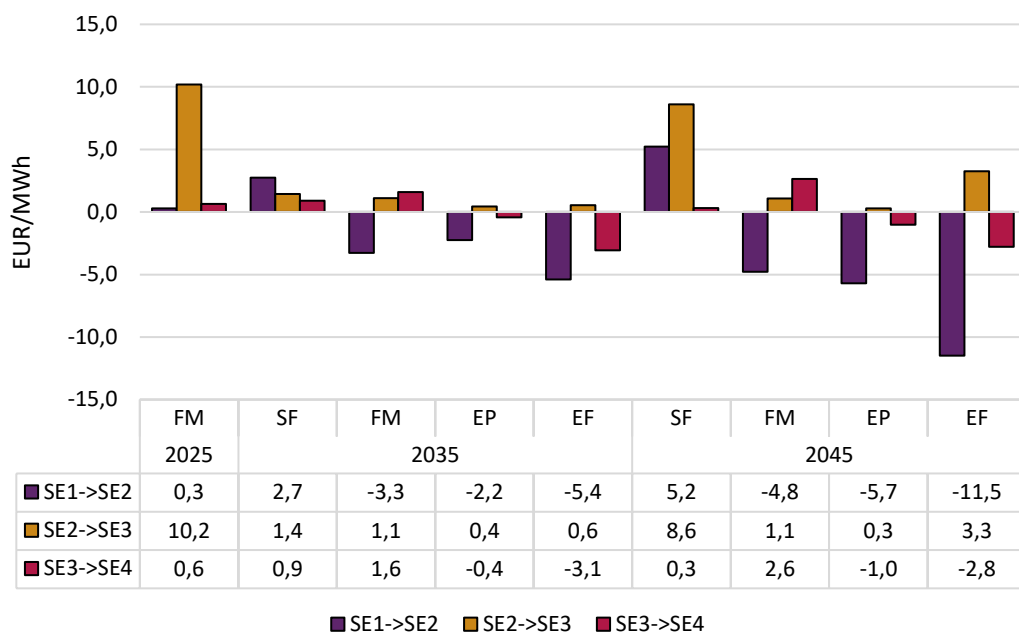
**Figur 22.** Simulerat årsmedelpris för Sverige och övriga länder. Klammrarna markerar spannet mellan det väderår med högst och lägst pris. För länder med flera prisområden har årsmedelpriset för dessa områden viktats ihop med den årliga elförbrukningen.

### 4.3.3 Prisskillnader

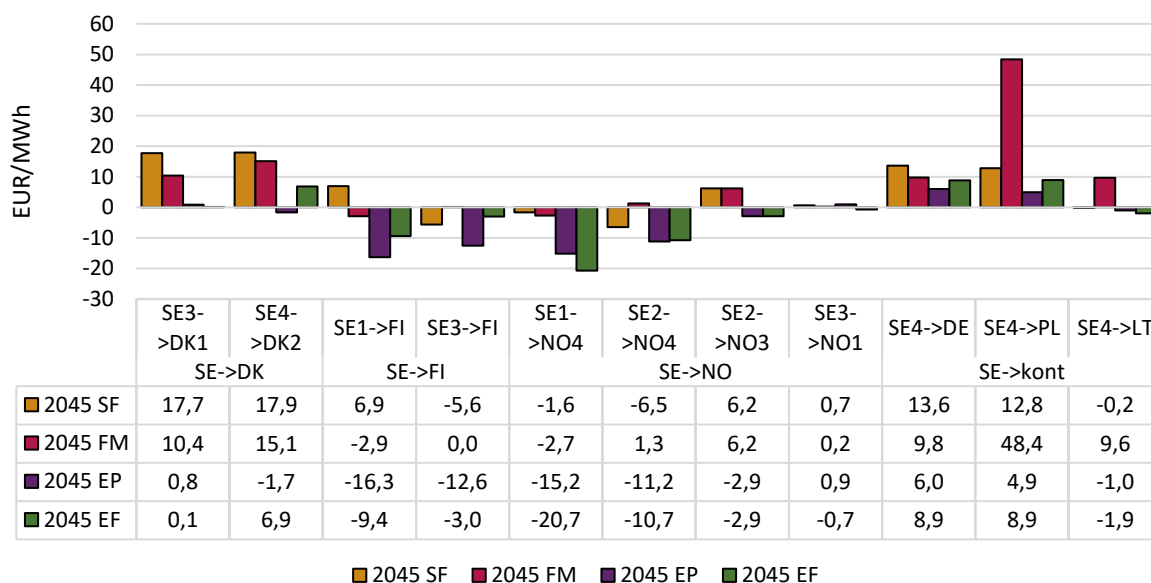
Prisskillnader som uppstår mellan olika elprisområden ger en indikation om behovet av att bygga ut överföringskapacitet och är därför ett viktigt resultat från simuleringarna. I detta kapitel presenteras skillnader i årsmedelpris mellan olika områden, medan en mer detaljerad analys av marginalnyttan av ökad överföringskapacitet presenteras i kapitel 4.4.

Figur 23 visar prisskillnader i årsmedelpris för de svenska snitten, där ett positivt värde indikerar att priset är högre i det mottagande elprisområdet. De största prisskillnader som uppstår inom Sverige är mellan SE1 och SE2. På motsvarande sätt som flödet mellan dessa områden vänder prisskillnaden i samtliga scenarier utom SF-scenariot så att SE1 har högre priser än SE2. Störst prisskillnad blir i EF-scenariot år 2045 då den ligger på 12 EUR/MWh. Prisskillnaden över Snitt 2 blir störst i SF-scenariot där den ligger på 9 EUR/MWh.





**Figur 23.** Skillnader i årsmedelpris över svenska snitt. Ett positivt värde indikerar att elpriset är högre i det mottagande elprisområdet.



**Figur 24.** Skillnader i årsmedelpris mellan Sverige och angränsande elprisområden. Ett positivt värde indikerar att priset är högre i det mottagande elprisområdet.

Betydligt större prisskillnader uppstår mellan norra Sverige och intilliggande länder. Figur 24 visar prisskillnader mellan de svenska elprisområdena och övriga länder för år 2045. I EP- och EF-scenarierna uppstår stora prisskillnader mellan SE1 och SE2 och intilliggande områden NO4 och Finland som har lägre priser. Däremot blir prisskillnaderna mellan Sverige och Danmark samt övriga länder på kontinenten mindre i dessa scenarier. I SF- och FM-scenarierna blir å andra sidan prisskillnaderna mellan SE1/SE2 och NO4/Finland lägre, medan det blir större prisskillnader mellan Sverige och Danmark samt övriga länder på kontinenten. I Appendix C visas

prisskillnader mellan Sverige och övriga länder för år 2035, som överlag ger resultat som liknar dem för år 2045.

## 4.4 Marginalnytta

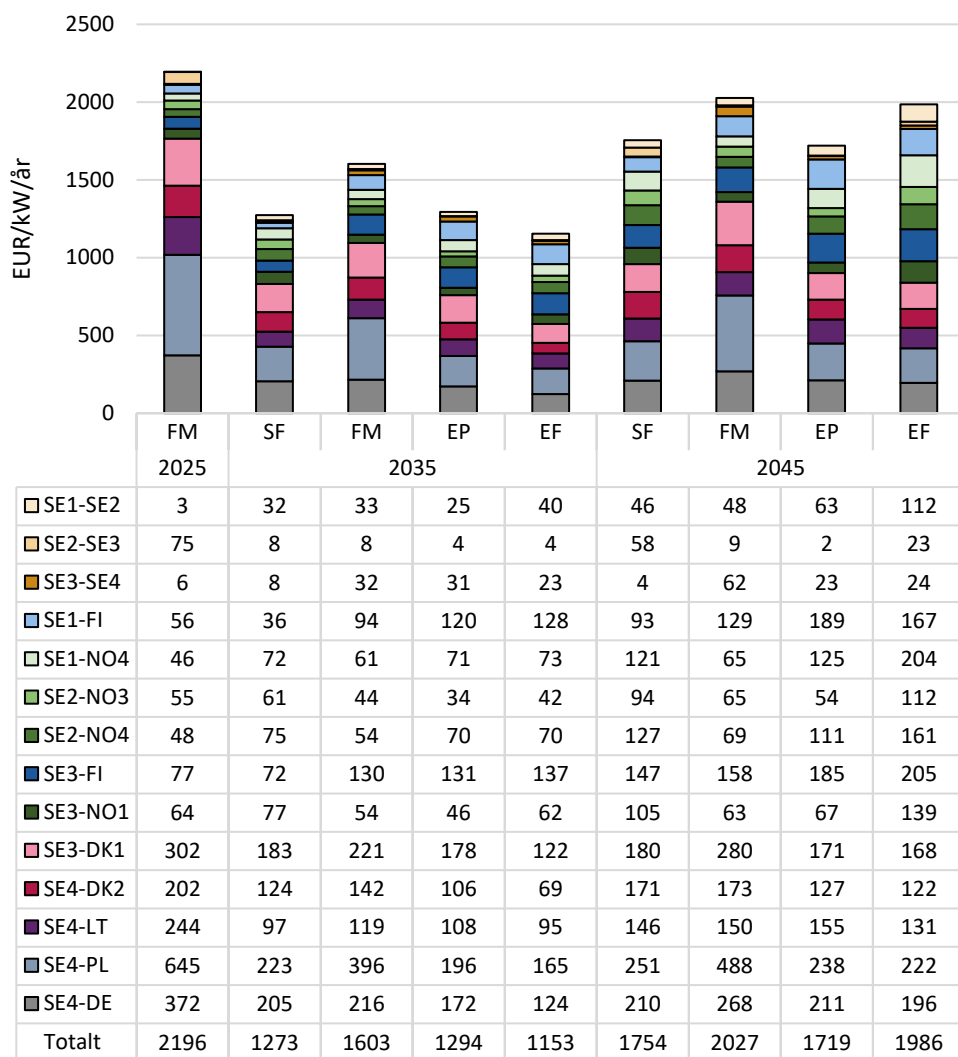
Marginalnyttan av att öka överföringskapaciteten mellan två elprisområden beror på de timvisa prisskillnader som finns mellan områdena. En större prisskillnad visar på ett större behov av att överföra el mellan elprisområdena och ger en högre marginalnytta. Marginalnyttan i ett elprisområde består av konsument- och producentnyttan, samt den del av flaskhalsintäkterna som tillfaller detta område. När överföringskapaciteten mellan två elprisområden ökar handlas mer el mellan områdena, vilket sänker priset i området med högre pris och höjer priset i området med lägre pris. På så vis ökar den totala samhällsnyttan av den el som förbrukas. Generellt gäller att producentnyttan ökar där elpriset ökar, medan konsumentnyttan ökar där elpriset minskar. Den totala samhällsnyttan ökar alltid när man ökar överföringskapaciteten förutsatt att det finns prisskillnader i ursprungsfallet, eftersom den tillåtna rymden av möjliga lösningar över vilken elmarknadsalgoritmen kan maximera samhällsnyttan ökar.

För investeringar i elnätet behöver samhällsnyttan av investeringarna vägas mot kostnaden för att genomföra dem, för att kunna prioritera de investeringar som är mest lönsamma ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Detta görs i de samhällsekonomiska analyser som är en del av beslutsunderlaget för Svenska kraftnäts investeringsprojekt, och som baseras på de scenarier som tas fram i LMA-arbetet.

I Figur 25 visas marginalnyttan som erhålls när man ökar överföringskapaciteten för samtliga snitt inom Sverige och för alla existerande förbindelser mellan Sverige och andra länder. För denna analys har 10 väderår simulerats (2007-2016). Marginalnyttan har beräknats utifrån de prisskillnader som finns varje timme mellan de elprisområden som kopplas samman av en viss förbindelse, både före och efter en förstärkning av kapaciteten för den givna förbindelsen med 100 MW. Den givna nyttan är därför en uppskattning av marginalnyttan som endast beaktar prisseffekten i de områden som kopplas samman av en förbindelse.

Att den totala nyttan är störst år 2025 beror på de högre elpriser som fås för detta år. Högre elpriser ökar även prisskillnader mellan olika elprisområden och ger därför högre marginalnytta för ökad överföringskapacitet. Generellt visar resultaten att det finns en hög nytta av ökad överföringskapacitet i samtliga scenarier. Dock skiljer sig fördelning av nyttan i de olika scenarierna. Detta kan ses genom att jämföra nyttan för FM- och EF-scenarierna år 2045. Den totala nyttan av att förstärka samtliga förbindelser är ungefär lika stor i båda dessa scenarier. I FM-scenariot fås den största delen av den totala nyttan av att öka överföringskapaciteten mellan Sverige kontinenten (Danmark inräknat), vilket beror på de relativt stora prisskillnader som uppstår för dessa förbindelser i FM-scenariot. I EF-scenariot är nyttan däremot större av att öka kapaciteten mellan norra Sverige och intilliggande elprisområden, vilket beror på den stora ökningen av förbrukningen i norra Sverige som pressar upp priserna där.

För interna förbindelser i Sverige är förstärkning av Snitt 1 den åtgärd som ger störst genomsnittliga marginalnytta för år 2045. Nyttan av förstärkning av Snitt 2 är mer scenarieroende, och är störst i SF- och EF-scenarierna där kärnkraften avvecklas vilket ökar överföringsbehovet söderut.



**Figur 25.** Uppskattad årlig marginalnytta för utbyggd överföringskapacitet för snitt inom Sverige och till angränsande elprisområden. Simuleringarna har gjorts för 10 väderår (2007-2016). Det totala värdet anger summan av alla marginalnyttor, som beräknats separat för varje snitt.

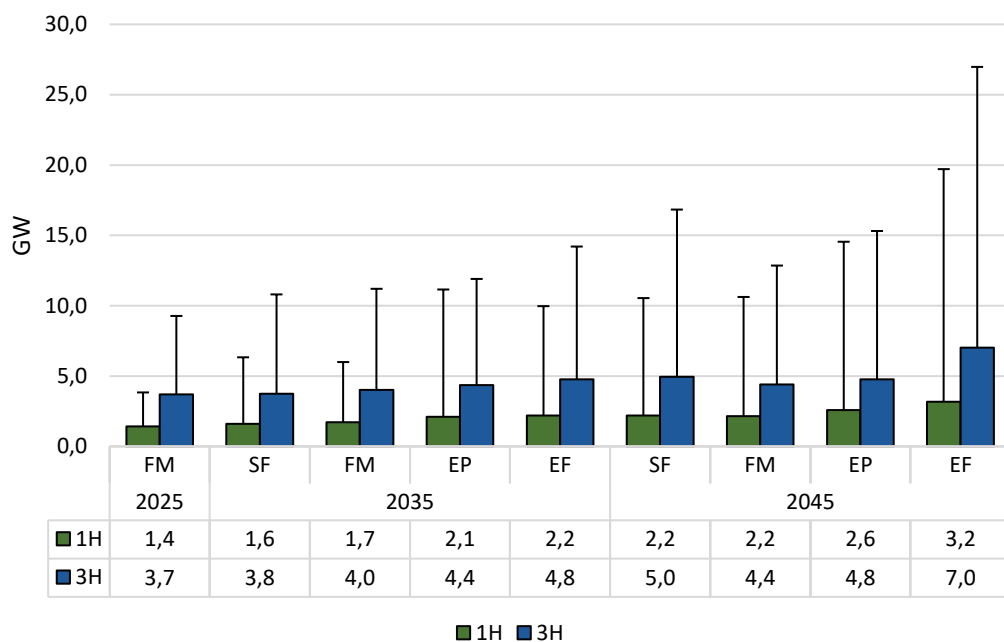
Figur 25 visar endast den totala marginalnytta som erhålls då överföringskapaciteten i nätet ökar. En annan viktig aspekt att ta hänsyn till är hur nyttan fördelas mellan olika elprisområden och mellan producenter och konsumenter. För Svenska kraftnät är den elmarknadsnytta som uppstår i Sverige relevant när nyttan av utlandsförbindelser bedöms. Den simulerade samhällsnyttan är också enbart en av flera parametrar som beaktas när en investering i elnätet genomförs. Varje investeringsprojekt är unikt och andra aspekter relaterade till t.ex. systemstabilitet, beredskapsförmågor, eller samhällsekonomi som inte direkt låter sig fångas i en elmarknadsmodell beaktas också i de samhällsekonomiska analyser som görs för investeringsprojekt.

## 4.5 Balanseringsbehov

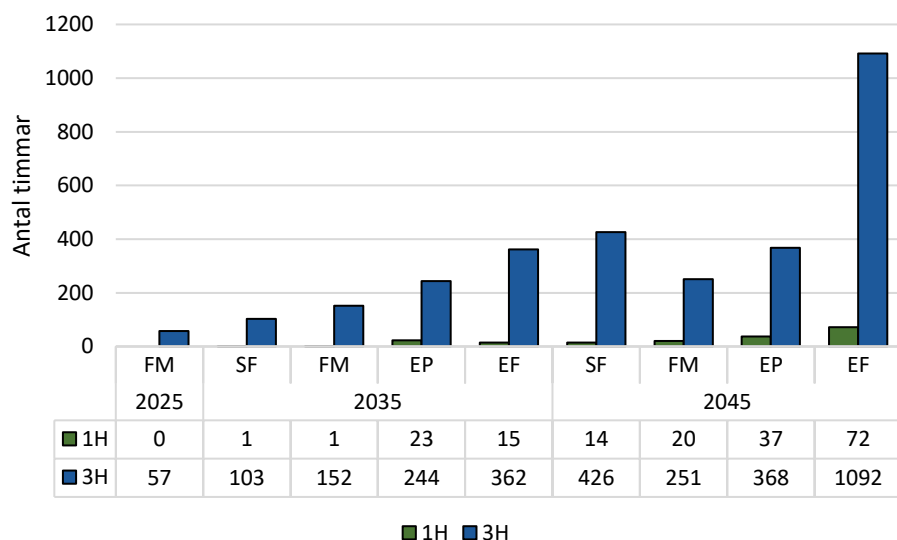
I takt med att mängden vindkraft och solkraft i kraftsystemet ökar så ökar både variabiliteten och osäkerheten i produktionen. Med variabilitet menas förändringen i förnybar produktion mellan olika tidsperioder, t.ex. från en timme till nästa, och med osäkerheten avses hur den faktiska produktionen avviker från den prognostiserade produktionen. Detta ökar behovet av flexibilitet från andra resurser i kraftsystemet, antingen i form av mer reglerbar kapacitet från planerbara produktionslag, mer efterfrågefleksibilitet, eller mer flexibilitet från andra länder i form av elhandel. När produktionen från vind och sol ändras kan dessa andra resurser hålla balans mellan förbrukning och produktion. Även förnybara kraftslag kan användas för balansering, vilket dock för uppreglering kräver att en del av produktionen spills för att kunna öka produktionen vid behov. Den ökade flexibiliteten kan behövas både på dagen-före-marknaden och på intra-dag-marknaden, men även i form av ökad reglerkapacitet som kompenserar för oförutsedda förändringar under driften.

För att hålla balansen krävs både förmåga till lastföljning och reserver för att kompensera för oförutsedda obalanser mellan produktion och förbrukning. I detta avsnitt analyseras hur behovet av dessa resurser påverkas i de olika scenarierna. Behovet av lastföljning analyseras genom att studera variabiliteten i residuallasten och vilka resurser som står för denna balansering i simuleringarna. I simuleringarna balanseras förbrukning och produktion på det sätt som ger lägst kostnader för systemet, och en analys av hur residuallasten balanseras kan därför svara på vilka resurser som kommer behöva användas mer för att balansera kraftsystemet i framtiden. Simuleringarna i sig ger dock ingen information om hur stora obalanser som kan tänkas uppstå på grund av oförutsedda variationer i förbrukning och förnybar produktion och hur mycket reserver som kan krävas för att balansera dessa förändringar. För detta används istället en analys baserad på historiska prognosfel för att uppskatta hur stora prognosfelen kan bli i scenarierna på olika tidshorisonter, vilket ger en indikation av det framtida behovet av reserver.

Residuallasten består av förbrukningen minus icke-planerbar produktion, som måste balanseras av planerbar produktion, import och efterfrågefleksibilitet. Variabiliteten i residuallasten är därför ett mått på hur mycket lastföljning som krävs av andra resurser i systemet. Figur 26 visar storleken på de största ramper i residuallasten som uppstår i Sverige och Figur 27 visar antal timmar som förändringen i residuallasten överstiger 5 GW. Båda figurerna visar resultat för ramper som är 1 h respektive 3 h. Ingen hänsyn har tagits till riktningen för förändringen utan både positiva och negativa förändringar redovisas. Storleken på ramper i residuallasten ökar för samtliga scenarier då den förnybara produktionen ökar. EF- och EP-scenarierna har störst ramper som varar 1h, medan EF- och SF-scenarierna har störst ramper som varar 3 timmar, och flest timmar då dessa ramper överstiger 5 GW. Detta visar att ramperna för olika tidshorisonter har delvis olika drivkrafter. För ramper som varar 3 h har EF- och SF-scenarierna störst och flest ramper, vilket tyder på att dessa ramper främst drivs av vindkraftsproduktionen, då EF- och SF-scenarierna har störst mängd landbaserad vindkraft. För ramper som varar 1 h har EP- och EF-scenarierna flest och störst ramper, vilket tyder på att en hög förbrukning och hög produktion från solkraft spelar större betydelse för ramper på kort sikt. Eftersom residuallasten i Figur 26 och Figur 27 inkluderar förbrukningsflexibilitet så kan stora förändringar i förbrukning från vätgasproduktion och elfordon påverka ramperna som observeras i residuallasten.



**Figur 26.** Storlek på 1-timmens ramper i residuallasten för Sverige i scenarierna. De färgade staplarna visar den 95e percentilen av ramperna, dvs. 5 % av ramperna är större än detta värde, och klammarna visar värdet för den maximala rampen. Notera att endast absolutvärdet av ramperna har beaktats, dvs. ingen skillnad görs mellan positiva och negativa ramper.



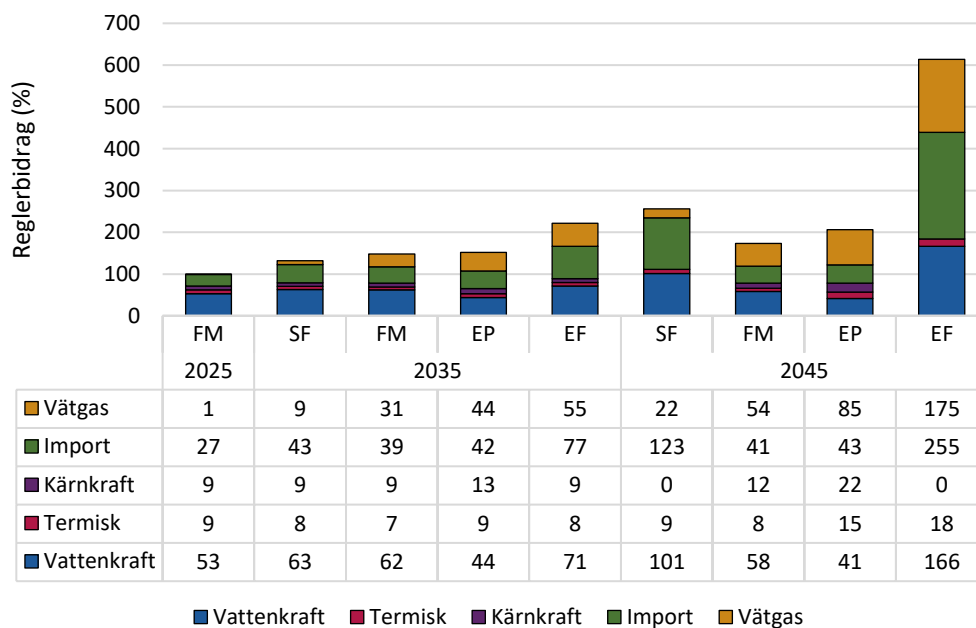
**Figur 27.** Antal timmar då förändringen i residuallasten för Sverige överstiger 5 GW, för ramper som varar 1 timme eller tre timmar.

För att studera hur residuallasten balanseras i scenarierna kan reglerbidraget från andra resurser beräknas. Eftersom det alltid råder balans mellan produktion och förbrukning i modellen kan residuallasten skrivas som summan av planerbara bidrag till produktionen enligt sambandet

$$\text{Residuallast} = \text{Kärnkraft} + \text{Termisk} + \text{Vattenkraft} + \text{Nettoimport} + \text{Vätgasbalansering},$$

vilket gäller för varje elprisområde och varje timme i modellen. Vätgasbalanseringen är bidraget till balanseringen från vätgasproduktionen. Behovet av vätgas i modellen antas följa en konstant förbrukningsprofil med identisk förbrukning för alla timmar på året. Om vätgasproduktionen vore helt oflexibel skulle vätgasen behöva produceras samma timme som den förbrukades, vilket skulle ge en konstant elförbrukning till vätgasproduktion. På grund av vätgaslager och en överkapacitet i elektrolysörerna kan dock vätgasproduktionen varieras vilket även ger en varierande elförbrukning. Skillnaden mellan den realiserade elförbrukningen för vätgas och den konstanta elförbrukningen ifall ingen flexibilitet fanns är vätgasens bidrag till balanseringen av residuallasten.

Det relativa reglerbidraget från olika resurser fås genom att beräkna kovariansen mellan residuallasten och dess komponenter, vilket visas i Figur 28. I denna figur har summan av kovarianserna för de olika komponenterna skalats om till variansen (standardavvikelsen upphöjt till två) för residuallasten, och sedan normaliserats med variansen för år 2025. År 2025 står vattenkraften och importen för 53 % respektive 27 % av balanseringsbehovet. För senare år ökar framför allt vätgasen och importen sin betydelse för balanseringen. I FM- och EP-scenarierna ligger det totala balanseringsbidraget från övriga resurser exklusive vätgas i nivå med 2025, vilket kan tolkas som att vätgasproduktionen är tillräckligt flexibel för att balansera tillkommande förnybar produktion.

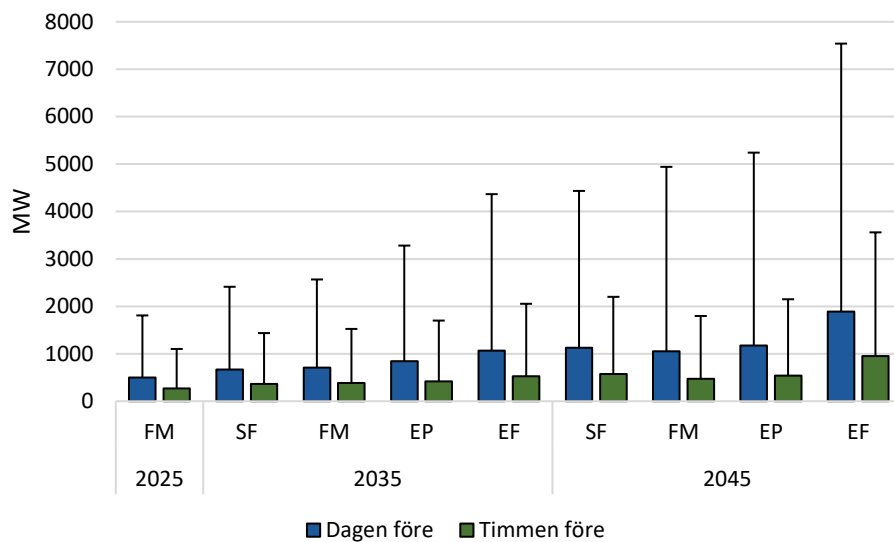


**Figur 28.** Relativt reglerbidrag för olika produktionsslag för Sverige. Genomsnitt över samtliga väderår, där reglerbidraget för en resurs beräknats som samvariansen med residuallasten, och summan av samvarianserna skalats om till variansen i residuallasten, normaliserat med variansen år 2025.

Vidare visar resultaten att en mindre mängd planerbar produktion ställer stora krav på ökad balansering. För Sverige sker detta i SF- och EF-scenarierna främst genom ökad balansering från vattenkraften och importen, samt i den mån den finns från vätgasproduktionen.

Balansering av förbrukning och produktion görs inte enbart på timbasis utan måste ske kontinuerligt för att hålla frekvensen inom de gränser som satts upp för normaldrift av kraftsystemet. Därför kan det också vara relevant att studera variationer i systemet på kortare tid,

t.ex. 15-min intervall eller 5-min intervall. För t.ex. solkraft kan molnighet skapa stora variationer i produktionen på kort tid, vilket kan få påverkan på driften av kraftsystemet ifall det drabbar ett stort område eller ge lokala problem med överlast och ändrade spänningar. Sådana fenomen fångas inte i de simuleringar som görs i LMA-arbetet, eftersom upplösningen på modellen är 1 timme. I den verkliga driften av kraftsystemet kan dock snabba variationer inom ett mer begränsat geografiskt område ha stor betydelse.



**Figur 29.** Uppskattat prognosfel för residuallasten i Sverige i scenarierna. De färgade staplarna visar standardavvikelsen för prognosfelet medan klamrarna visar den 99,9e percentilen, dvs. endast 0,1% av timmarna har ett prognosfel som överstiger detta värde. Prognosfelet timmen före indikerar hur stora obalanser som kan behöva hanteras från förnybar produktion under drifttimmen.

En viktig aspekt som påverkar behovet av reserver är det förväntade prognosfelet i förnybar produktion och förbrukning. I Figur 29 visas en uppskattning av prognosfelet i residuallasten för Sverige för de olika scenarierna, både för prognosen som används i dagen-före handeln och för prognosen timmen innan drifttimmen. De färgade staplarna i Figur 29 visar standardavvikelsen för det uppskattade prognosfelet, och klamrarna visar prognosfelet för den 99,9:e percentilen, dvs. endast 0,1 % av timmarna har ett prognosfel som överstiger detta värde. Endast prognosfel där residuallasten blir högre än det prognostiserade värdet beaktas eftersom nedreglering rent tekniskt alltid kan lösas så länge det finns system på plats för att hantera detta. Uppskattningen bygger på en historisk analys av prognosfelet för last, vind, och solkraftsproduktion i Svenska kraftnäts eget prognosverktyg. Det historiska prognosfelet har sedan skalats upp med den installerade kapaciteten för vindkraft och solkraft, samt den maximala förbrukningen i de olika scenarierna<sup>17</sup>. Uppskattningen tar alltså inte hänsyn till att olika aktörer använder olika prognosverktyg och därför kan ha prognosfel som skiljer sig ifrån Svenska kraftnäts verktyg, eller att prognoserna i framtiden kan bli bättre, på grund av t.ex. säkrare väderprognoser eller en utjämningsseffekt när den totala installerade effekten av förnybar produktion ökar.

<sup>17</sup> Metodiken liknar en metod som används av Elia för att bestämma behovet av reserver i kraftsystemet. Se Elia, "Adequacy and Flexibility Study for Belgium", Appendix M.2, 2023, Länk från 2023-12-12: [https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy\\_flexibility\\_study\\_for\\_belgium\\_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY](https://issuu.com/eliagroup/docs/adequacy_flexibility_study_for_belgium_2024-203?fr=sOTBhNDYxOTUwMTY).

Figur 29 visar också prognosfelet timmen före drift. Detta bygger på prognosfelet för en modell som har tillgång till mätdata upp till timmen före den för vilken prognosen görs. Prognosfelet dagen före går in i dagen-före-marknaden och behöver hanteras av efterkommande marknader, dvs. intra-dag-marknaden och balanseringsmarknaderna. Prognosfelet timmen före är prognosfelet som kvarstår vid start av drifttimmen och behöver korrigeras av balanseringsmarknaderna. Detta sker i praktiken genom att frekvenshållningsreserver (FCR) först aktiveras automatiskt utifrån den frekvensavvikelse/obalans som uppkommer till följd av prognosfelet, och sedan genom att långsammare frekvensåterställningsreserver (FRR) aktiveras för att återställa frekvensen till sitt nominella värde. Prognosfelet timmen före ger därför en uppskattning av mängden reserver som behövs i systemet för att hantera osäkerheten i förbrukning och förnybar produktion. I princip ska alla prognosfel kunna hanteras men rent praktiskt sätts ofta en nivå för reserver som inte täcker hela utfallsrymden. I det nordiska systemet dimensioneras reserver inom FRR för att kunna täcka 99% av de obalanser som förväntas uppstå inom ett driftintervall<sup>18</sup> medan Elia dimensionerar reserver för att täcka 99,9% av den empiriskt bestämda fördelningen för prognosfelet kombinerat med möjliga avbrott i produktionen<sup>17</sup>. De maximala prognosfelen i Figur 29 kan därför ses som en uppskattning av behovet av reserver för scenarierna och visas i Tabell 13, där den mer konservativa nivån på 99,9% använts eftersom analysen endast baseras på prognosfel och inte på avbrott i produktionen.

2025		2035			2045			
FM	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
1102	1437	1524	1700	2054	2201	1797	2150	3560

**Tabell 13.** Uppskattning av behovet av reserver (MW) för att hantera prognososäkerhet i residuallasten, utifrån antagandet att reserverna dimensioneras för att täcka 99,9% av de prognosfel som uppstår timmen före drift.

Tabell 13 visar en stor ökning av behovet av reserver som kan bli upp till 3,6 GW i EF-scenariot år 2045. I övriga scenarier blir behovet betydligt mindre, mellan 1,8 GW – 2,2 GW. Det bör noteras att detta endast är en grov uppskattning av behovet. En metod för att dimensionera mängden reserver i praktiken behöver ta hänsyn till flera faktorer som inte beaktats här, t.ex. i vilken utsträckning prognosfel i olika länder i Norden balanserar ut varandra, och utföras med ett betydligt mer detaljerat dataunderlag för att bestämma prognosfelen. För Q1 2024 är den totala volymen frekvensåterställningsreserver som upphandlas på kapacitetsmarknaden ca. 400 MW<sup>19</sup>, alltså betydligt lägre än uppskattningen av behovet i FM-scenariot för år 2025 på 1100 MW. De totalt aktiverade volymerna FRR är dock väsentligt större än vad som enbart upphandlas på kapacitetsmarknaden, och uppskattningen har därför ansetts ge en rimlig bedömning av den totala volymen för frekvensåterställningsreserver.

<sup>18</sup> Energimarknadsinspektionen, "Godkännande av förslag till ändrade dimensioneringsregler för frekvensåterställningsreserver", 2023-04-12. Länk från 2023-12-21: <https://www.svk.se/contentassets/ce473eac0f2c44368040d4a2c94f2256/beslut-2022102501.pdf>.

<sup>19</sup> 111 MW aFRR och 300 MW mFRR, se Svenska kraftnät, "Behov av reserver nu och i framtiden", 2023, länk från 2012-12-12: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/>.



Sammantaget visar resultaten på ett ökat behov av flexibilitet i scenarierna, både för lastföljning och reserver för att balansera oförutsedda förändringar i förnybar produktion och förbrukning. Detta kommer kräva förändringar både i driften av systemet och marknader för stödtjänster och reserver. Ökad osäkerhet och variabilitet från förnybar produktion kan till viss del hanteras genom att öka mängden reserver för att kunna balansera större variationer i vindkraftsproduktion. Men det kommer också vara nödvändigt att anpassa elmarknaden och de krav som ställs på dess aktörer för att kunna hantera större osäkerhet. Ett sådant arbete som pågår är övergången till 15-minuters marknad både för dagen-före och för intra-dag, vilket kommer följa efter att en gemensam aktivering av bud på den nordiska reglermarknaden införs, vilket planeras till 2025<sup>20</sup>. En balanseringsperiod på 15 minuter istället för 60 minuter kommer minska variationerna i förnybar produktion under balanseringsperioden och därför minska behovet av reserver mot vad som annars skulle vara fallet. Andra åtgärder, såsom ramp- och maxbegränsningar för produktionsenheter är också möjliga för att hantera variabilitet och prognososäkerhet. Dessutom kan en större del av reserverna i framtiden tillhandahållas av förnybar produktion, energilagring, och förbrukningsflexibilitet, för att på så vis minska behovet av reserver från planerbar produktion som blir en allt mer begränsad resurs i kraftsystemet.

## 4.6 Rotationsenergi och icke-synkron produktion

I detta avsnitt undersöks inverkan på kraftsystemets systemstabiliserande egenskaper i scenarierna. När en allt större andel av produktionen är ansluten till nätet via omriktare minskar den totala upplagrade rotationsenergin i nätets synkrongeneratorer, vilket har stor påverkan på hur robust nätet är för störningar. En minskad rotationsenergi gör att frekvensen ändras snabbare vid de obalanser som uppstår då t.ex. en generator kopplas bort, och ställer därför högre krav på de regleringar som ska hålla nätfrekvensen inom acceptabla nivåer under alla driftsituationer och störningar som kan uppstå. Vidare har omriktarbaserad produktion inte samma direkta spänningsreglerande beteende som synkrongeneratorer vilket kan få negativ påverkan på kraftsystemets stabilitet vid avbrott eller orsaka nya typer av störningar i systemet. En djupare analys av effekterna av en större andel omriktarbaserad produktion gjordes i den senaste rapporten inom ramen för Nordic Grid Development Perspective<sup>21</sup>. I detta avsnitt analyseras hur rotationsenergin i systemet och andelen omriktarbaserad produktion förändras i de olika scenarierna. Detta är viktigt för att förstå hur systemstabiliteten kan påverkas i framtiden och kan ligga till grund för mer detaljerade analyser som utreder effekterna av systemstabiliteten för nätets överföringsförmåga och olika åtgärder för att hantera detta.

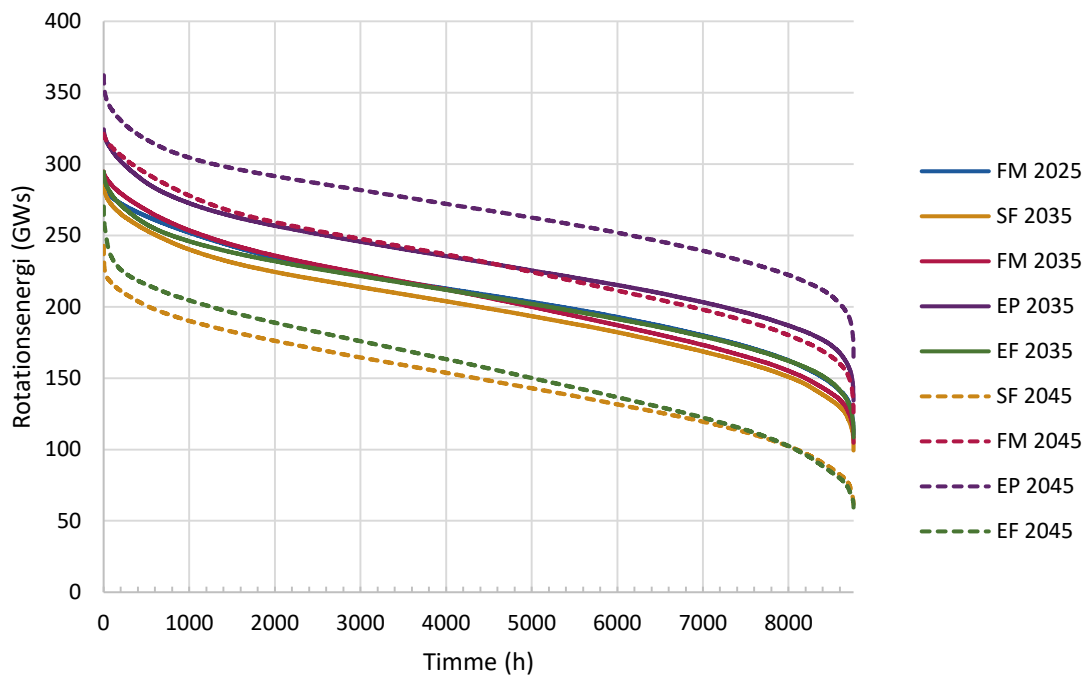
Figur 30 visar varaktighetskurvor för rotationsenergin i det nordiska synkronområdet för scenarierna. Rotationsenergin har beräknats utifrån aggregerade produktionsnivåer för olika kraftslag med hjälp parametrar som skattats för att stämma med den estimator av rotationsenergin som implementerats av de nordiska systemoperatörerna<sup>22</sup>.

---

<sup>20</sup> Se information om Nordic Balancing Model. Länk från 2023-12-12: <https://nordicbalancingmodel.net/roadmap-and-projects/>.

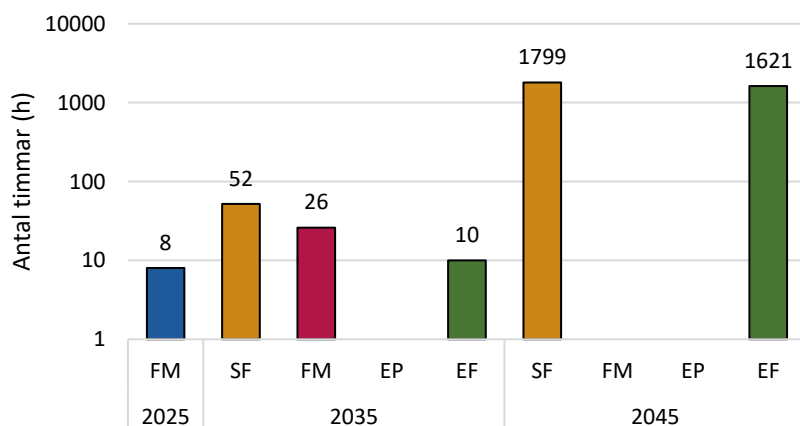
<sup>21</sup> Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid och Statnett, "Nordic Grid Development Perspective 2023", 2023. Länk från 2023-12-12: [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk\\_ngpd2023.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_ngpd2023.pdf).

<sup>22</sup> ENTSO-E, "Future system inertia", 2017. Länk från 2023-12-12 <https://docs.entsoe.eu/dataset/nordic-report-future-system-inertia>.

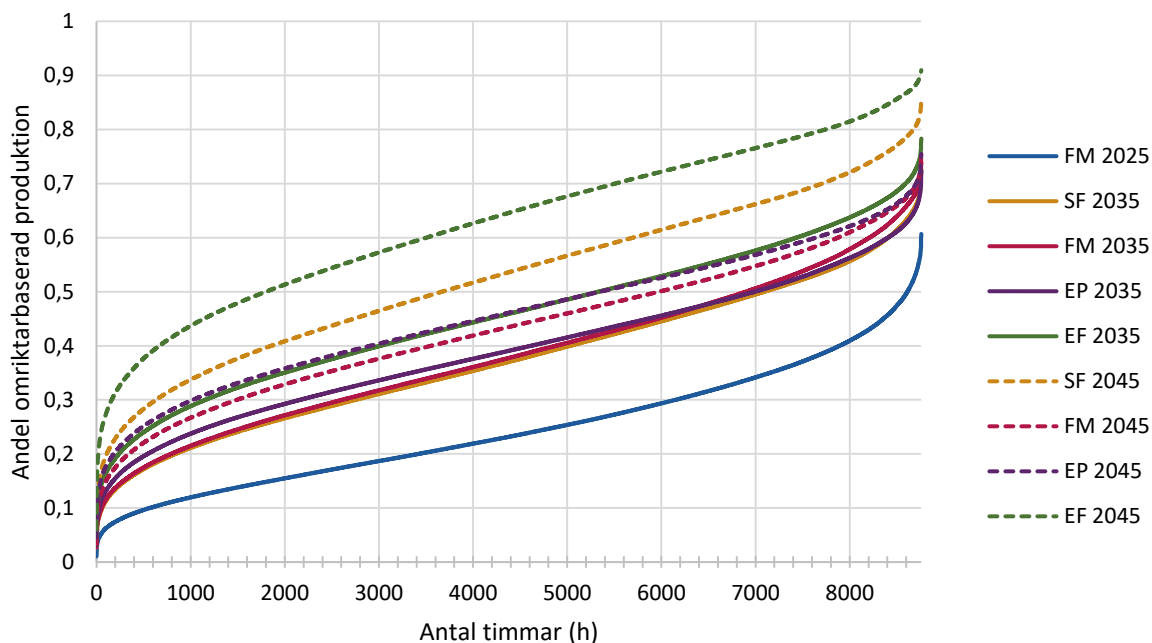


**Figur 30.** Varaktighetskurvor för uppskattad rotationsenergi för det nordiska synkronområdet i scenarierna.

Figur 31 visar vidare antalet timmar med rotationsenergi under 120 GWs under ett genomsnittligt år. För år 2035 ligger rotationsenergin på liknande nivåer som år 2025. Ökad förnybar produktion kompenseras till största delen av att den totala förbrukningen ökar, så att timmarna med låg rotationsenergi inte blir fler. Samtidigt finns fortfarande de flesta av dagens kärnkraftreaktorer i drift. Till 2045 ses å andra sidan en stor förändring, då rotationsenergin i SF- och EF-scenariot minskar kraftigt. Detta beror framför allt på avvecklingen av de kärnkraftreaktorer som byggdes på 1970- och 80-talen i Sverige och Finland.

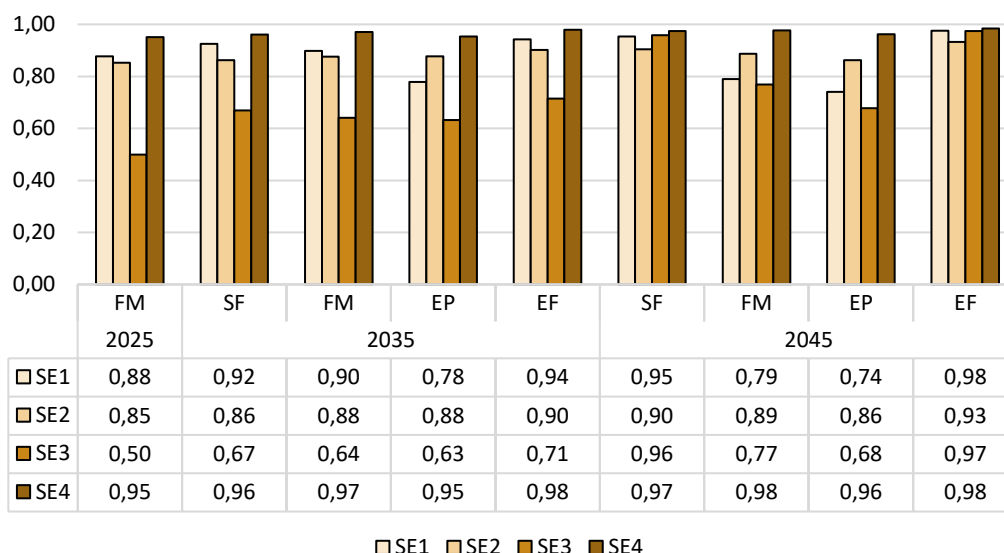


**Figur 31.** Antal timmar med rotationsenergi lägre än 120 GWs i det nordiska synkronområdet. Notera att y-skalan är logaritmisk.

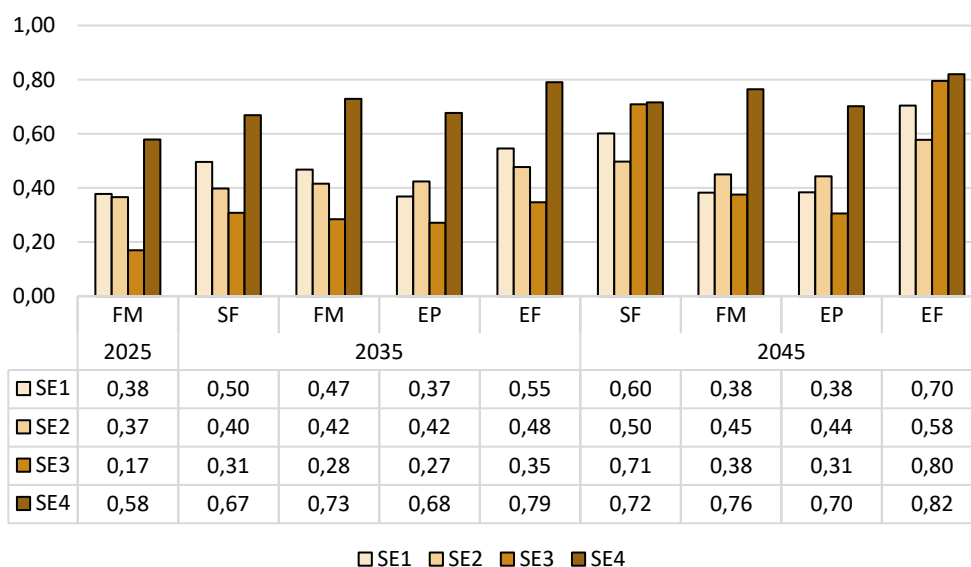


**Figur 32.** Andel omriktarbaserad produktion i det nordiska synkronområdet.

I Figur 32 visas varaktighetskurvor för andelen omriktarbaserad produktion för det nordiska synkronområdet, dvs. hur stor andel av den totala produktionen som är vind- och solkraft. För samtliga scenarier ses en stor skillnad år 2035 jämfört med 2025. EF-scenariot har högst andel för 2045 följt av SF-scenariot. Effekten av hög andel omriktarbaserad produktion är dock mycket lokal och det kan därför få stor påverkan ifall denna andel är hög i vissa delar av nätet. Figur 33 visar andelen omriktarbaserad produktion för timmen med högst andel för de svenska elprisområdena, och Figur 34 visar den genomsnittliga andelen omriktarbaserad produktion. Redan år 2025 ligger den maximala andelen omriktarbaserad produktion för SE4 över 90 %. Den maximala andelen omriktarbaserad produktion ökar för samtliga områden till 2045. För SE4 ligger den över 95 % i alla scenarier, medan variationen för övriga områden är större mellan de olika scenarierna. I de scenarier där kärnkraften avvecklas är den maximala andelen omriktarbaserad produktion i SE1-SE3 mellan 90%-98%, medan den ligger i intervallet 68%-89% i scenarierna med kärnkraft.



**Figur 33.** Maximal andel omriktarbaserad produktion under en timme för de svenska elprisområdena.



**Figur 34.** Genomsnittlig andel omriktarbaserad produktion för de svenska elprisområdena.

Även den genomsnittliga andelen omriktaransluten produktion är högst i SE4 i samtliga scenarier, som mest 82 % år 2045. För övriga områden är den genomsnittliga andelen mer scenarioberoende, och en stor skillnad ses mellan scenarierna med och utan kärnkraft. Den större utbyggnaden av vindkraft i SF- och EF-scenarierna gör att även SE2 som inte har någon kärnkraft får en högre andel omriktarbaserad produktion i dessa scenarier.

Det finns flera åtgärder som kan vidtas för att hantera ett system med lägre rotationsenergi och större andel omriktarbaserad elproduktion. Ett alternativ är att installera exempelvis synkronkompensatorer eller STATCOMs med nätformande förmåga för att bidra med rotationsenergi och kortslutningseffekt. Även snabbare frekvensreserver har stor betydelse för att klara av störningar i ett system med lägre rotationsenergi, och de nordiska systemoperatörerna upphandlar därför FFR för de tillfällen då systemet har extra låg rotationsenergi. Svenska kraftnät har under hösten 2023 inlett en behovsutredning för att undersöka ytterligare åtgärder för att

upprätthålla snabb frekvensstabilitet, t.ex. ersättning för rotationsenergi och utveckling av en dynamisk variant av FFR som komplement till dagens statiska FFR.<sup>23</sup> Dynamisk FFR skulle i teorin kunna komma från exempelvis moderna vindkraftverk eller batterier med funktioner motsvarande virtuell svängmassa, vilket kan öka kraftsystemets förmåga att klara av stora störningar vid låga nivåer av rotationsenergi utan att frekvensen når kritiska nivåer. Utvecklingen av omriktare med nätformande egenskaper som efterliknar beteendet hos synkronmaskiner går också framåt och kan på sikt spela en stor roll för att möjliggöra system med enbart omriktarbaserad produktion. Utmaningen för Svenska kraftnät blir därför att tillsammans med övriga aktörer i kraftsystemet hitta den kombination av lösningar som på bästa och mest samhällsekonomiska vis kan säkerställa att kraftsystemet är stabilt även i framtiden.

## 4.7 Effekttillräcklighet

I detta kapitel presenteras resultatet av simuleringar som gjorts för att studera effekttillräckligheten i scenarierna. Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elprisområde behöver tillgodoses av inhemsk produktion, efterfrågefleksibilitet och import. Räcker inte detta till måste elförbrukning kopplas bort i elområdet. Manuell förbrukningsbortkoppling har ännu aldrig behövt göras i Sverige.

En åtgärd som Svenska kraftnät kan använda i dagsläget är att aktivera effektreserven. Effektreserven är upphandlad på långtidskontrakt för att vara tillgänglig under vintern (16 november till 15 mars) och utgörs i dag av det oljeeldade Karlshamnsverket. Lagen om effektreserv gäller fram till 15 mars 2025 och efter det krävs omprövning om denna reserv ska vara kvar. I scenarierna antas att ingen effektreserv finns tillgänglig från och med 2025.

Metoden för att studera effekttillräckligheten skiljer sig åt från de övriga simuleringar som presenteras i denna rapport och beskrivs därför i kapitel 4.7.1 nedan, medan simuleringarna presenteras i kapitel 4.7.2.

### 4.7.1 Metod för effekttillräcklighet

Simuleringarna av effekttillräcklighet har gjorts i leveranssäkerhetsmodulen i BID3. Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas för varje elprisområde. De 35 väderåren har simulerats sju gånger vardera med timupplösning. Varje analysår simuleras alltså 245 gånger och sedan används medelvärdet av alla dessa simuleringar för att beräkna den förväntade effektbristen under ett genomsnittligt år. Upprepningen görs för att få ett säkrare statistiskt underlag då avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser skapas slumpmässigt för varje simulering enligt inmatade avbrottstal<sup>24</sup>. Även den maximala effektbristen som uppstår under samtliga simulerade år redovisas i Appendix D.

---

<sup>23</sup> Svenska kraftnät, "Behovsutredning av frekvensstabilitet över korta tidsskalor", 2023. Länk från 2023-12-12: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/behovsutredning-av-frekvensstabilitet-over-korta-tidsskalor/>

<sup>24</sup> Antal % av tiden under ett år som en anläggning eller överföringsförbindelse i genomsnitt är oplanerat otillgänglig. Avbrottstalen är kopplade till anläggningstyp respektive typ av överföringsförbindelse.

När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket presenteras som LOLE (Loss of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE mäts i antal timmar per år med effektbrist. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS redovisas i antal GWh elenergi per år som inte kan levereras under bristtimmarna. De två storheterna mäter alltså frekvens respektive storlek på bristen av effekttillräcklighet.

Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet, vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Inte heller tas eventuella interna nätbegränsningar (förutom då dessa påverkar snittkapaciteterna mellan elområden) i beaktning och ingen ekonomisk hänsyn tas – så länge överföringskapacitet finns så kommer tillgänglig effekt flyttas till där den efterfrågas.

Analysen görs i ökande steg av antagen flexibilitet på förbrukningssidan, där varje nytt steg även har all flexibilitet som finns i de tidigare stegen. Det elbehov som antas flexibelt tas bort från simuleringen, och anses tillgodoses under timmar utanför de timmar då risk för effektbrist föreligger (för de flesta scenarier är det ganska låg andel av årets 8760 timmar som är verkligt ansträngda). Ingen energiuthållighet i energilager simuleras, vilket kan leda till en underskattning av effektbristen ifall en betydande del av flexibiliteten tillgodoses av t.ex. batterilager.

Elförbrukning för vätgas simuleras i denna analys på samma sätt som övrig elförbrukning, dvs. ingen hänsyn tas till flexibiliteten som finns till följd av vätgaslager och överkapacitet i elektrolysörerna. Istället ingår vätgasen i de steg av förbrukningsminskning/flexibilitet som studeras. Steget där all vätgas är flexibel motsvarar alltså en situation där vätgasproduktion utan lager kan stänga ned sin produktion under de timmar då det finns risk för effektbrist, och de processer som inte kan stänga ned produktionen har tillräckligt stora lager för att klara dessa timmar.

#### **4.7.2 Resultat för effekttillräcklighet**

I Tabell 14 visas den simulerade effektbristen i modellen för ökande nivå av flexibilitet (för varje ny nivå antas ytterligare flexibilitet jämfört med raden ovan). Eftersom volymen vätgas är så stor redovisas två steg (hälften respektive all vätgas anses flexibel). I steg F3 antas 30 % av all industrilast vara flexibel samt den andel av elfordonen som är flexibel, se kapitel 3.7. Det bör poängteras att simuleringen utan någon flexibilitet inte görs för att det är ett realistiskt scenario, dvs. att ingen förbrukningsflexibilitet kommer finnas tillgänglig, utan endast som jämförelse för att kunna kvantifiera inverkan av de olika flexibilitetsstegen.

Effektbrist i Sverige	2025				2035				2045				
		SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
<b>LOLE (h/år)</b>													
Ingen flexibilitet	0.4	1	23	350	1004	110	285	1815	1863				
F1: hälften av vätgas		0.2	9	21	79	48	29	49	285				
F2: all vätgas		0.1	3.7	0.6	3.2	18	10.1	0.1	13				
F3: viss industri/EV		0.0	1.7	0.0	0.0	0.5	5.8	0.0	0.2				
F4: datacenter		0.0	1.3	0.0	0.0	0.2	4.7	0.0	0.1				
<b>EENS (GWh/år)</b>													
Ingen flexibilitet	0.1	1	19	288	695	151	201	2839	3518				
F1: hälften av vätgas		0	5	17	48	54	23	51	386				
F2: all vätgas		0.0	1.3	0.4	2.5	16.9	4.0	0.0	14.9				
F3: viss industri/EV		0.0	0.2	0.0	0.0	0.5	0.9	0.0	0.4				
F4: datacenter		0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.5	0.0	0.1				

**Tabell 14.** Modellerad effektbrist i Sverige vid ökande nivå av flexibilitet. Siffrorna för LOLE visar värdet för det svenska elprisområde som har störst antal timmar med effektbrist. EENS visar summan av den förväntade bristen i landets fyra elprisområden. Siffrorna för 2025 kommer från KMA2022 och där används inte olika flexnivåer eftersom de aktuella förbrukningskategorierna ännu är relativt små.

Simuleringsresultaten visar att flexibilitet är nödvändig för ett fungerande system redan år 2035 för majoriteten av scenarierna i LMA. Detta är väntat givet den kraftiga ökningen av elbehovet. SF-scenariot som har lägst elanvändning utgör ett undantag. Antagandena om flexibilitet är dock en stor osäkerhetsfaktor och de olika nivåerna av flexibilitet leder till mycket stora skillnader i simulerad effektbrist. På de högre flexnivåerna får endast FM-scenariot en LOLE som överstiger 1 timme per år.

När all vätgas anses oflexibel är merparten av effektbristen lokaliserad till SE1, där mest vätgasproduktion finns. Från flexnivå 2 är däremot timmarna med effektbrist ganska jämnt fördelade mellan Sveriges elområden, med något högre effektbrist i södra Sverige.

För huvudparten av timmarna med effektbrist är det alltså inte den interna överföringskapaciteten som är den begränsande faktorn. Istället är det begränsad tillgänglig produktion, eller begränsade importmöjligheter från elområden utanför Sverige som leder till effektbrist.

Energimarknadsinspektionen tog på regeringens uppdrag fram en tillförlitlighetsnorm som del av implementeringen av *Förordning 2019/943 om den inre marknaden för el*. Den beslutades i maj 2021 till 1,0 timmar effektbrist per år. Normen är en ekonomisk optimering som bygger på vad kunder är villiga att betala för att slippa elavbrott, ställt mot vad en ny resurs (t.ex. gasturbiner eller förbrukningsflexibilitet) skulle kosta för att minska effektbristen i landet. Normen är alltså inte ett driftsäkerhetsmål i sig.

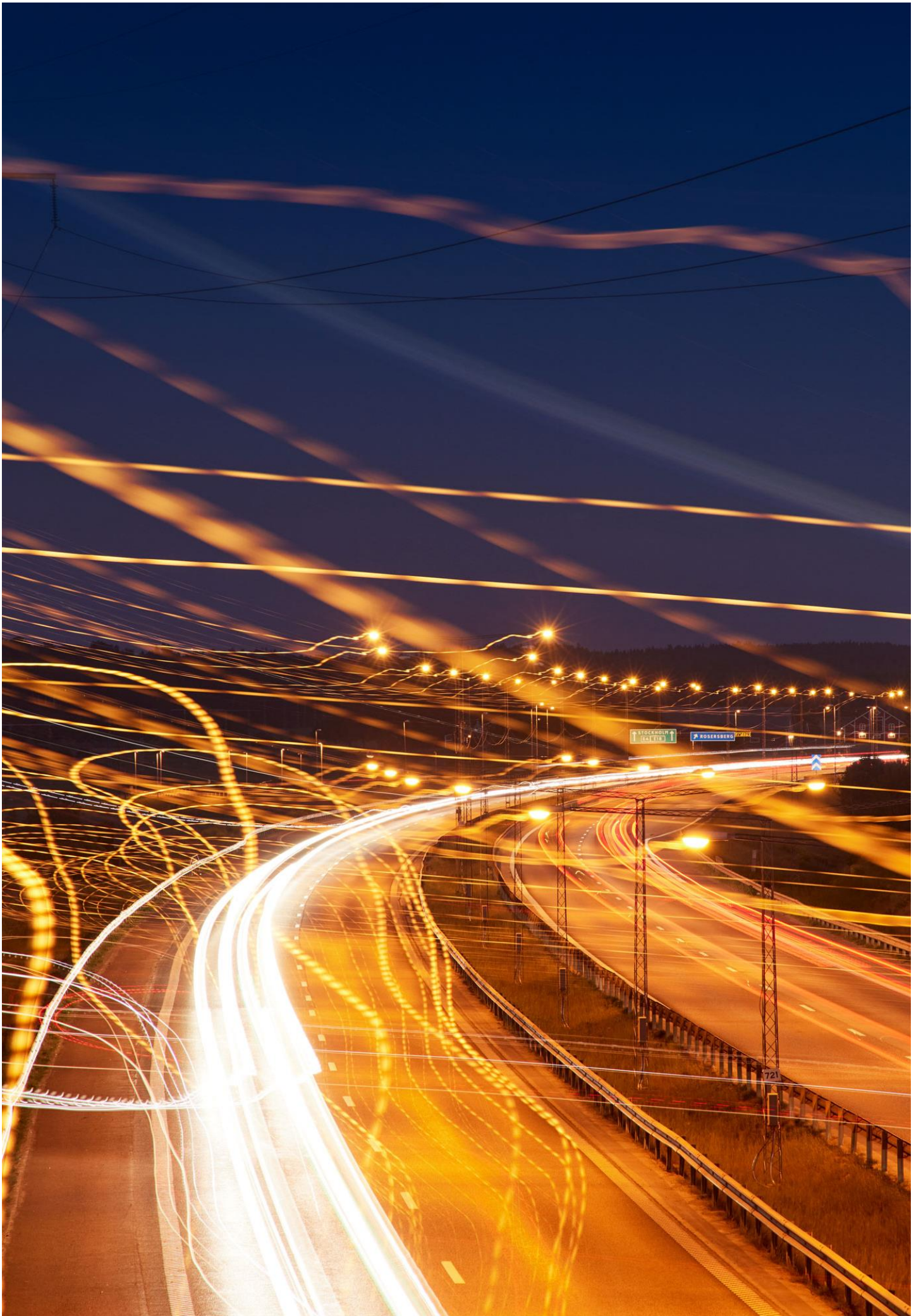
De åtgärder som kommer krävas för att upprätthålla effekttillräckligheten i kraftsystemet beror alltså i stor utsträckning på hur mycket av den potential för förbrukningsflexibilitet som finns

som kan realiseras i praktiken, vilket beror på en mängd olika faktorer. Teknikutvecklingen för t.ex. smart laddning av elfordon kan ha stor betydelse, liksom den grad av flexibilitet som kommer finnas hos ny elintensiv förbrukning som vätgasproduktion i form av vätgaslager och överkapacitet i elektrolysörerna. Även den grad till vilken befintlig förbrukning kommer agera flexibelt på de allt mer volatila elpriserna har betydelse. För att främja att den flexibilitet som behövs finns tillgänglig kan kapacitetsmarknader där aktörer får betalt för att bidra till att upprätthålla effekttillräckligheten spela en stor roll. Svenska kraftnät har därför föreslagit införandet av en kapacitetsmekanism för att ersätta effektreserven som idag är det huvudsakliga verktyget för att uppnå effekttillräcklighet<sup>25</sup>. En generell kapacitetsmekanism där både förbrukning och produktion kan delta kan säkerställa att tillräckligt mycket effekt finns tillgänglig vid de mest ansträngda timmarna till lägst möjliga kostnad och ge ökade ekonomiska incitament till de aktörer som har förutsättningar till det att tillhandahålla nödvändig flexibilitet.

---

<sup>25</sup> Svenska kraftnät, "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden", 2023. Ärende nr. Svk 2022/3774. Länk från 2023-12-12: [https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden\\_svk-2022\\_3774.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/framtidens-kapacitetsmekanism-for-att-sakerstalla-resurstillracklighet-pa-elmarknaden_svk-2022_3774.pdf).



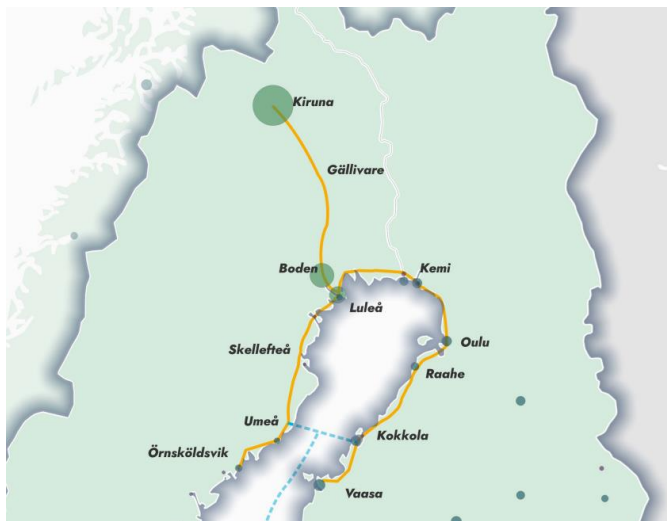


## 5 Fördjupningsavsnitt

I detta kapitel görs fördjupade analyser kring olika aspekter av modellering som har särskild betydelse för scenarierna. I kapitel 5.1 undersöks hur en vätgasledning mellan norra Sverige och Finland påverkar priser och behov av kapacitet i elnätet. I kapitel 5.2 analyseras sedan hur flexibilitet från elfordon påverkar modelleringen och i kapitel 5.3 görs en känslighetsanalys för att se hur ökade bränslepriser påverkar de övergripande resultaten.

### 5.1 Vätgasledning

I takt med att planerna på användning och produktion av vätgas i norra Sverige och Finland blivit mer ambitiösa har frågan om en vätgasledning som skulle koppla ihop vätgasinfrastrukturen i dessa regioner lyfts. Ett sådant exempel är Nordic Hydrogen Route<sup>26</sup>, som visas i Figur 35. En sådan vätgasledning skulle kunna ha stor betydelse för att tillgodose de behov av vätgas som finns t.ex. inom järn- och stålindustrin och möjliggöra produktion av vätgas i anslutning till de vindkraftparker som byggs i norra Sverige och Finland. Denna vätgasledning skulle sedan kunna förlängas söderut för att ansluta regionen till kontinenten, antingen på land eller genom Östersjön.

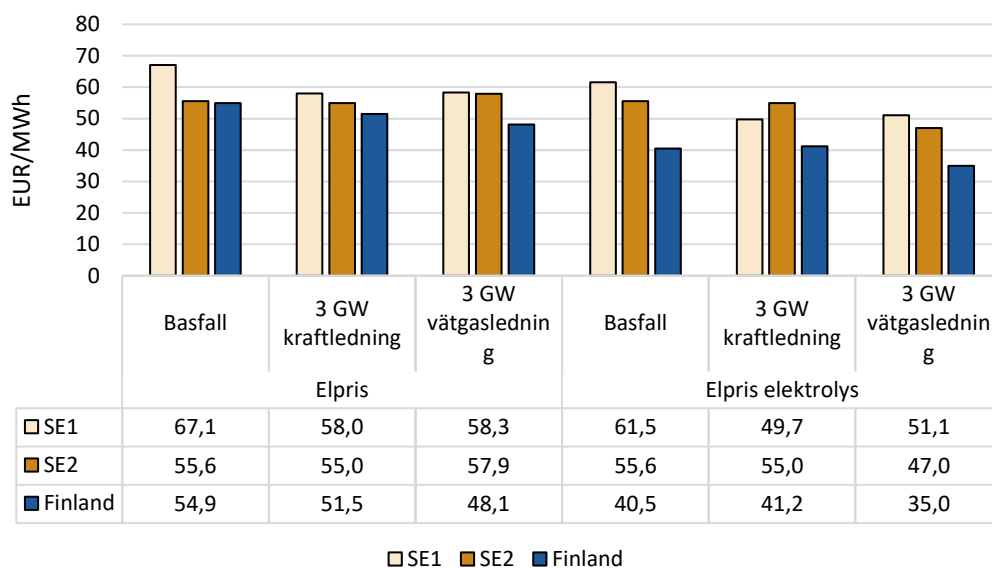


**Figur 35.** Illustration av en möjlig vätgasledning mellan norra Sverige och Finland för Nordic Hydrogen Route. Källa: Nordion Energi och Gasgrid Finland, 2022.

För att undersöka hur en vätgasledning mellan Finland och norra Sverige påverkar kraftsystemet har EF-scenariot simulerats för år 2045 med vätgasledningar på 1,2 GW respektive 3 GW mellan SE1, SE2 och Finland. Tillsammans med vätgasledningen har även samma kapacitet elektrolysörer flyttats från SE1 till SE2, så att vätgasproduktionen i större grad sker i närhet till elproduktionen istället för där vätgasen förbrukas. Som jämförelse har simuleringar även gjorts med motsvarande ökning av överföringskapaciteten i elnätet mellan SE1-SE2 och SE1-FI. För denna analys har 5 väderår simulerats (2012-2016).

---

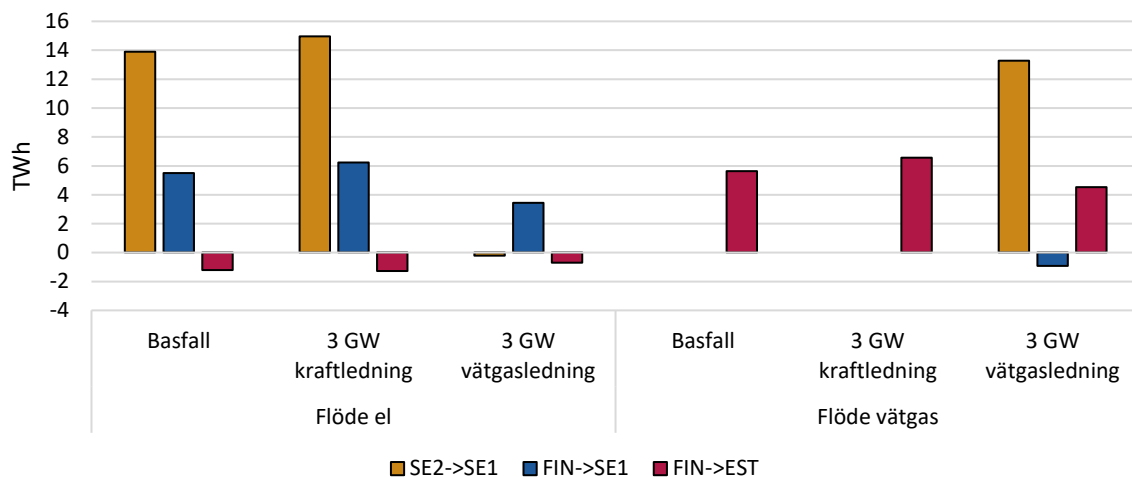
<sup>26</sup> Se Nordion Energi och Gasgrid Finland, "Nordic Hydrogen Route", 2023. Länk från 2023-12-12: <https://nordichydrogenroute.com/sv/>.



**Figur 36.** Genomsnittligt elpris och erhållt pris för elektrolysörer med en vätgasledning mellan Sverige (SE2 via SE1) och Finland eller en motsvarande ökning av kapaciteten i elnätet. Simuleringen utgår från EF-scenariot år 2045.

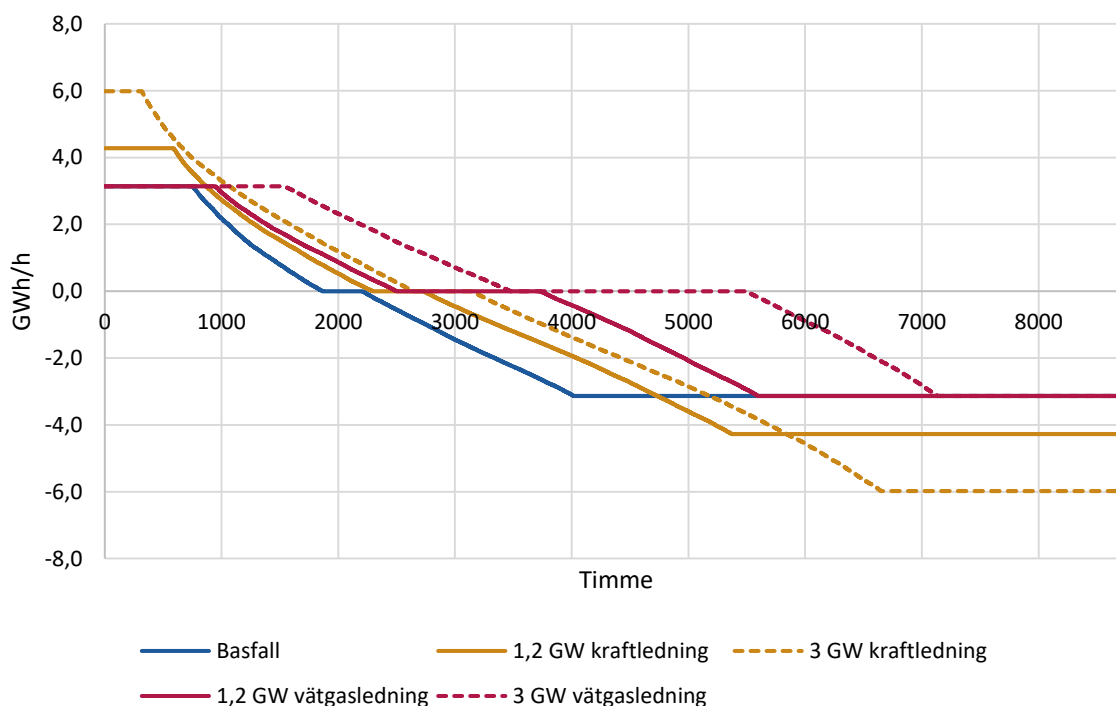
Figur 36 visar det genomsnittliga elpriset samt det genomsnittliga erhållna elpriset för elektrolysörer i de olika fallen med en ökning av kapaciteten på 3 GW. Den ökade kapaciteten bidrar till att sänka elpriset i SE1 med 9 EUR/MWh. En liknande minskning sker för elpriset som betalas av elektrolysörer, som är lägre än det genomsnittliga elpriset på grund av den flexibilitet som finns till följd av lagringskapacitet för vätgas och överkapacitet i elektrolysörerna. Priseffekten i SE1 blir liknande med ökad överföringskapacitet i elnätet som med en vätgasledning. Dock skiljer sig effekten för SE2 och Finland. Eftersom elförbrukningen i SE2 ökar när 3 GW elektrolysörer tillkommer ökar elpriset något med en vätgasledning. I Finland sjunker istället elpriset, eftersom elexporten till SE1 minskar.

När det gäller priset som betalas av elektrolysörer sjunker detta pris mer både i SE2 och Finland för fallet med en vätgasledning jämfört med fallet med ökad överföringskapacitet i elnätet. Detta kan förklaras av att flexibiliteten för hela vätgassystemet ökar när SE2 och Finland kopplas ihop med SE1 och därigenom kan dra nytta av den lagringskapacitet som finns i SE1. Den förbrukningsviktade kostnaden för el till vätgas i SE1 och SE2 blir något lägre för en vätgasledning jämfört med motsvarande kapacitet i elnätet, och om kostnaden för vätgas i Finland beaktas blir effekten ännu större. Baserat på denna analys skulle det alltså vara mer fördelaktigt att bygga en vätgasledning med motsvarande kapacitet för att minska elkostnaderna för vätgasproduktionen. Resultaten för en ökning av kapaciteten med 1,2 GW är kvalitativt liknande de som fås för 3 GW.

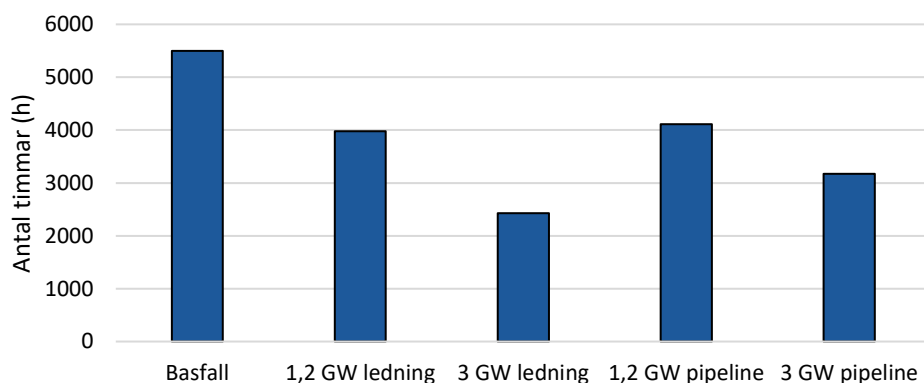


**Figur 37.** Årsflöden med en vätgasledning mellan Sverige (SE2 via SE1) och Finland eller en motsvarande ökning av kapaciteten i elnätet. Ett positivt värde indikerar ett positivt flöde i förbindelsens riktning. Simuleringen utgår från EF-scenariot år 2045.

I Figur 37 visas flöden för el och vätgas i de olika fallen med en ökning av kapaciteten på 3 GW. I basfallet finns ett nettoflöde av el på 14 TWh från SE2 till SE1. Detta försvinner helt med en 3 GW vätgasledning, eftersom energitransporten sker i vätgasnätet istället. Även flödet från Finland till SE1 minskar med en vätgasledning, eftersom behovet av att importera el för vätgasproduktion minskar.



**Figur 38.** Varaktighetskurvor för kraftflödet på Snitt 1, SE1->SE2, med en vätgasledning eller ökning av överföringskapaciteten i elnätet mellan norra Sverige och Finland.



**Figur 39.** Antal timmar med begränsning av kraftflödet på Snitt 1, med en vätgasledning eller ökning av överföringskapaciteten i elnätet mellan norra Sverige och Finland.

I Figur 38 visas varaktighetskurvor för flöden SE1->SE2 i de olika fallen, med en ökning av kapaciteten på 1,2 GW eller 3 GW. Både fallen med en ökad kapacitet i elnätet och en vätgasledning bidrar till att reducera begränsningen i snittet. I Figur 39 visas antalet timmar som Snitt 1 är begränsande i någon riktning. För en kapacitet på 1,2 GW blir minskningen liknande med förstärkning av elnätet som med en vätgasledning, medan minskningen blir större med ökad kapacitet i elnätet för 3 GW.

Sammantaget visar resultaten att effekten av en vätgasledning eller en ökning av överföringskapaciteten i elnätet blir liknande. I båda fallen kan det genomsnittliga elpriset och det erhållna elpriset för elektrolysörer minska betydligt i SE1, och bidra till att minska antalet timmar med begränsningar på Snitt 1. Givet det stora behovet av ny överföringskapacitet i Snitt 1 kan alltså en vätgasledning ha stor betydelse för att möjliggöra den vätgasförbrukning som kommer krävas för att genomföra de planer som finns för t.ex. produktion av fossilfritt stål från vätgas i norra Sverige. Gasledningar kan transportera större energimängder per ytenhet och ger dessutom ett energiflöde som är oberoende av flöden i elnätet, vilket skapar fler frihetsgrader för energisystemet som helhet. Det är därför av stor vikt att det görs en sammanhållen planering av utbyggnaden av överföringssystemet och en framtida vätgasinфраstruktur inklusive vätgasledningar.

## 5.2 Flexibilitet från elfordon

Batterier från elbilar som laddas flexibelt kan utgöra en stor källa till flexibilitet ifall det sker en hög grad av elektrifiering av fordonstrafiken. Den aggregerade storleken på dessa batterier är mycket stor, och de kan därför få en betydande roll både för den timvisa balanseringen av produktion och förbrukning, men även som en källa till stödtjänster, t.ex. frekvensreglering. Dock förutsätter detta att laddningen av elfordonens batterier koordineras på ett sätt som är gynnsamt för systemet som helhet, vilket kräver flera förutsättningar kring vilka det råder betydande osäkerhet. Olika elfordon har olika körmonster och tidpunkter när deras batterier är tillgängliga för laddning. Dessutom måste ägaren ha ingått ett avtal med t.ex. en aggregator som har förmåga att styra laddningen av batteriet, och all laddning måste ske på ett sätt som tar hänsyn till de begränsningar som finns lokalt i nätet där batterierna är anslutna.

De antagande som gjorts för flexibilitet från elfordon i LMA2024 beskrivs i kapitel 3.7 och har haft som mål att på ett balanserat sätt ta hänsyn till den potential som finns. För att ge en djupare

förståelse för på vilket sätt flexibiliteten hos elfordon påverkar resultaten i scenarierna har det genomförts en känslighetsanalys där den antagna flexibiliteten hos elfordon varierar både åt det mer konservativa och åt det mer optimistiska hållet.

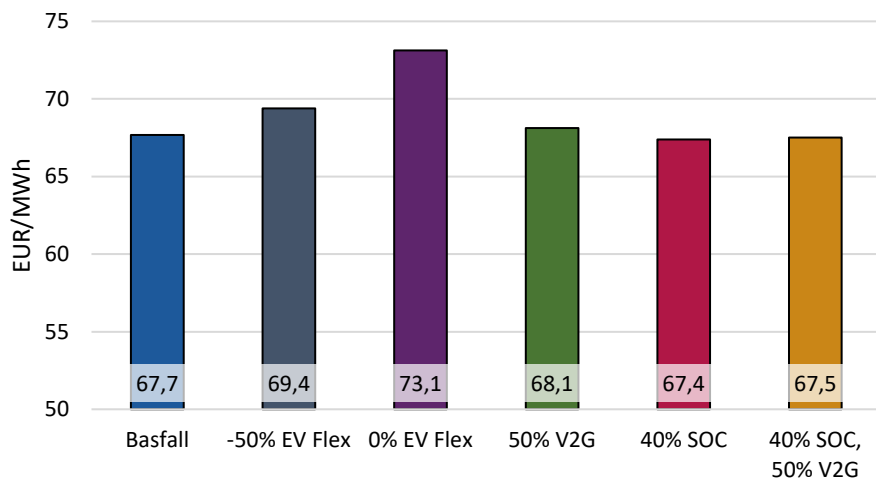
Tabell 15 visar de fall som studerats för att undersöka inverkan av flexibel elbilsaddning på resultaten. Analysen har gjorts för ett enskilt väderår (2002) för EF-scenariot år 2045. I basfallet, som använder de generella antaganden som gjorts i scenarierna och beskrivs i kapitel 3.7, antas 74 % av elfordonen ladda flexibelt. De flesta fordonen antas användas dagligen varför den lägsta laddningsnivån satts till 70 % kl. 06:00 och 40 % övriga timmar. Jämfört med basfallet finns två fall där flexibiliteten minskar genom att andelen elbilar med flexibel laddning minskar, och tre fall där flexibiliteten ökar. I ”50 % V2G” antas hälften av elfordonen med flexibel laddning även kunna använda vehicle-to-grid, dvs. mata in effekt till elnätet. I ”40 % SOC” (State of charge) har kravet på 70 % laddningsnivå kl. 06.00 tagits bort vilket ger en konstant profil på 40 %. Detta innebär att den upplagrade energin i det aggregerade batteriet aldrig får understiga 40 % av den totala energikapaciteten. I fallet ”40 % SOC, 50 % V2G” har båda dessa förändringar införts.

Fall	Beskrivning
Basfall	EF-scenariot för 2045, väderår 2002, 74 % flexibel laddning, minsta laddningsnivå 70 % kl. 06.00 samt 40 % övriga timmar.
-50 % EV Flex	Halvering av andel fordon med flexibel laddning
0 % EV Flex	Inga fordon med flexibel laddning
50 % V2G	Hälften av fordonen med flexibel laddning har även V2G
40 % SOC	Minsta laddningsnivå konstant 40 %
40 % SOC, 50 % V2G	Minsta laddningsnivå konstant 40 % samt hälften av fordonen med flexibel laddning har även V2G

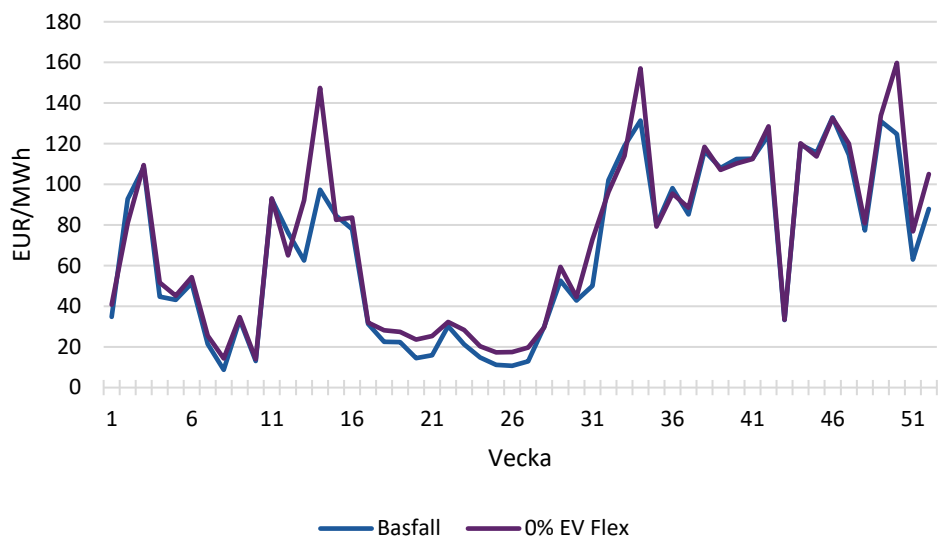
**Tabell 15.** Känslighetsscenarioer för flexibel laddning av elfordon.

Figur 40 visar årsmedelpriserna i SE3 för de olika fallen. I fallet då inga elbilar har flexibel laddning ökar priset med 5,4 EUR/MWh jämfört med basfallet. Prisökningen beror främst på att antalet bristtimmar med höga priser ökar då flexibiliteten minskar. Figur 41 visar veckomedelpriser för basfallet och fallet utan flexibilitet, och det är tydligt att den minskade flexibiliteten driver upp priset kraftigt enstaka veckor då effektsituationen är ansträngd.

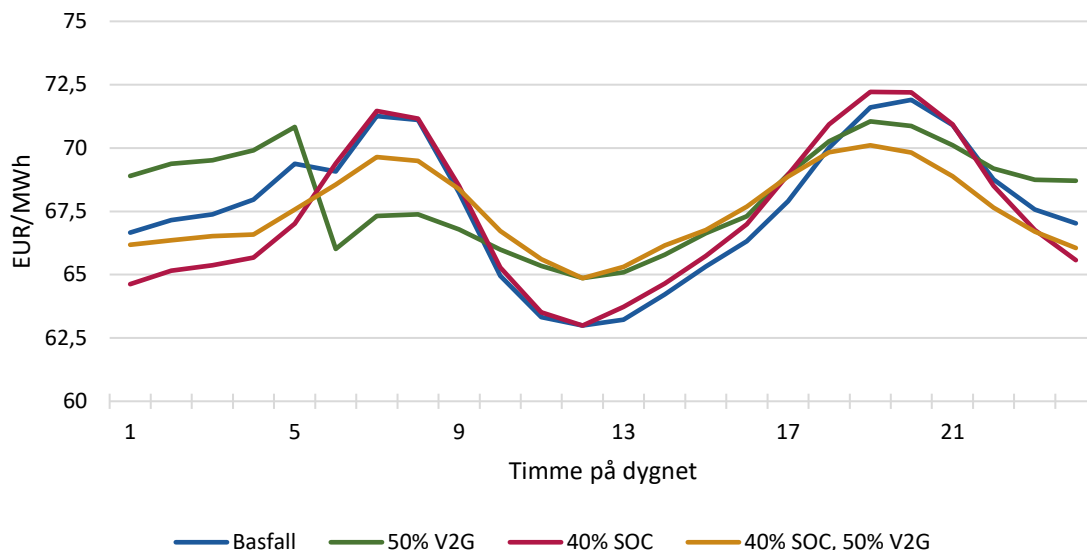
Påverkan på priset då flexibiliteten ökar håller sig inom 0,4 EUR/MWh. Flexibiliteten från elfordon har dock även för dessa fall en betydande inverkan på hur priserna varierar inom dygnet. Figur 42 visar dygnspriserna för ett urval av de studerade fallen. I fallen då V2G tillåts minskar prisvariationen över dygnet märkbart, genom att pristopparna på morgonen och kvällen blir lägre, medan prisdippen mitt på dagen inte blir lika kraftiga. Det är också tydligt att den profil som antas för den minimala laddningsnivån har en betydande inverkan på priserna inom dygnet. I de fall då den minimala laddningsnivån sätts till 70 % kl. 06.00 ökar laddningen under föregående timmar vilket driver upp priserna på natten jämfört med fallen med en jämn profil.



Figur 40. Årsmedelpriser i SE3 för studerade variationer av flexibilitet hos elfordon.

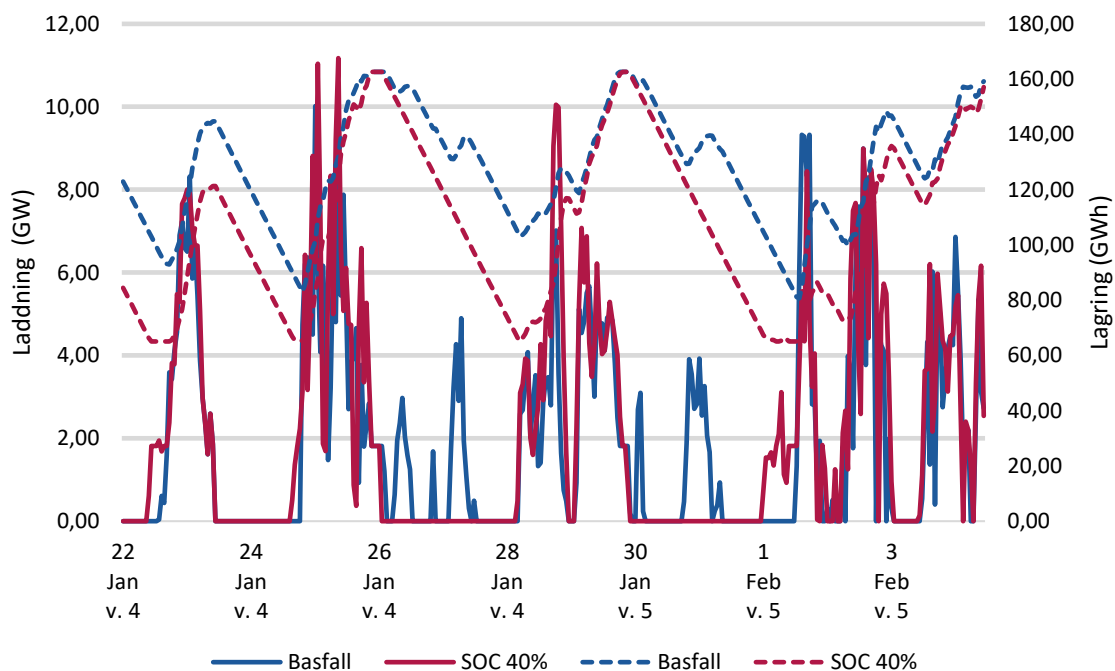


Figur 41. Veckomedelpriser i SE3 för basfallet och fallet utan flexibilitet hos elfordon.



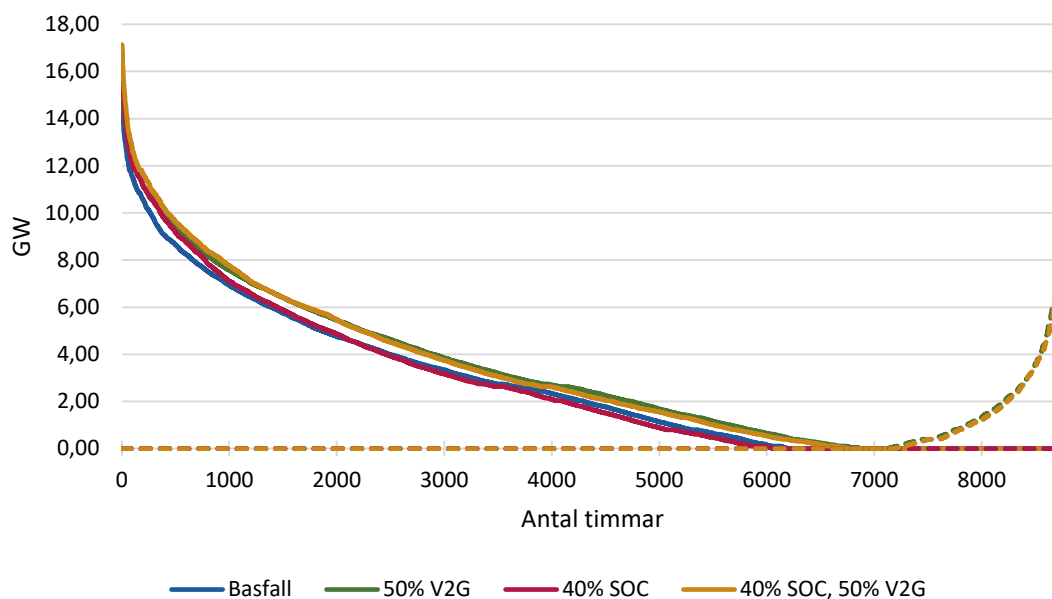
**Figur 42.** Dygnspriser i SE3 för studerade variationer av flexibilitet hos elfordon.

För att ytterligare illustrera påverkan av den minimala laddningsprofilen visar Figur 43 hur elfordonen laddas under två veckor för basfallet och ”40 % SOC”. För ”40 % SOC” finns under dessa veckor två tillfällen då ingen laddning av flexibla elfordon förekommer under mer än 2 dygn. Det är dock inte troligt att det skulle gå att styra alla elfordon som har möjlighet att ladda flexibelt på detta sätt i verkligheten. Eftersom olika fordon används oberoende av varandra kommer det alltid finnas en del fordon som måste laddas även om den totala lagrade energin hos alla fordon är hög, men detta är svårt att fånga i en modell där alla fordon modelleras som ett aggregerat batterilager. I basfallet med kravet på 70 % laddning kl. 06.00 begränsas möjligheten att inte ladda under mer än 24 h i sträck vilket jämnar ut laddningen över fler timmar.



**Figur 43.** Laddning av flexibla elfordon (vänster axel) samt lagrad energi i batterierna (höger axel, streckade linjer) för SE3, för olika profiler för minimal laddningsnivå.





**Figur 44.** Varaktighetskurvor för laddning av flexibla elfordon för hela Sverige för studerade variationer av flexibilitet hos elfordon. De streckade linjerna visar omvända varaktighetskurvor för V2G.

Slutligen visar Figur 44 varaktighetskurvor för laddning och V2G för hela Sverige. Den maximala laddningen i basfallet blir 16 GW och något högre för fallen med ökad flexibilitet, medan den maximala inmatningen till nätet blir 10 GW med V2G. Om man jämför basfallet med ”40 % SOC” ses att basfallet har färre timmar med hög laddning (högre än 8 GW).

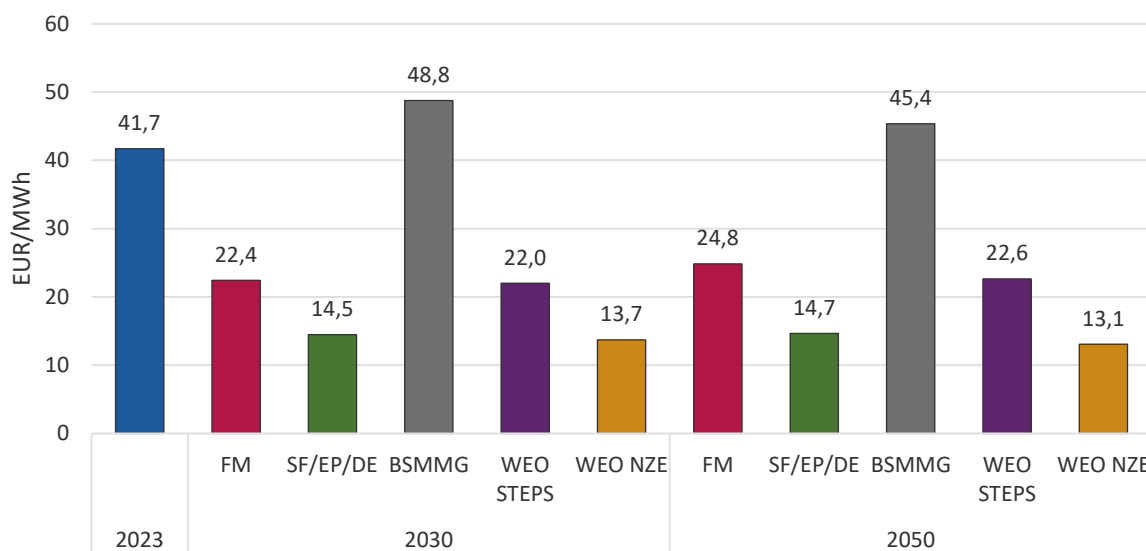
Sammantaget visar resultaten att laddningen av elfordon kan få stor inverkan på både årspriser och prisvariationer över dygnet. Större flexibilitet gör att batterier från elfordon kan användas för att helt undvika laddning under flera dygn vilket kan ha stor påverkan på priset under perioder med ansträngd effektsituation och därför sänka genomsnittspriset. Denna flexibilitet förutsätter dock att laddningen av elfordon kan samordnas på ett sätt som är optimalt för systemet som helhet. I verkligheten kommer flexibiliteten begränsas av faktorer som olika kör- och laddningsmönster för olika fordon och lokala nätbegränsningar, varför det är viktigt att inte överskatta den aggregerade flexibiliteten som kan uppnås. I scenarierna i denna rapport har detta gjorts främst genom att anta en konservativ profil för batteriernas min-nivå och genom att inte anta att V2G används i basfallet.

### 5.3 Justerade bränslepriser

De bränslepriser som antagits i scenarierna redovisas i kapitel 3.5. I Figur 45 visas priserna för naturgas som använts i scenarierna jämfört med naturgaspriser från World Energy Outlook 2023<sup>27</sup>. Naturgaspriset i FM-scenariot ligger i nivå med Stated Policies-scenariot från World Energy Outlook, medan övriga scenarier ligger i nivå med Net Zero Emissions. Dock ligger samtliga priser långt under det genomsnittliga priset under 2023. På grund av den stora osäkerheten i framtida bränslepriser är det viktigt att studera hur högre bränslepriser påverkar de

<sup>27</sup> International Energy Agency, "World Energy Outlook 2023", 2023. Länk från 2023-12-12: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/66b8f989-971c-4a8d-82b0-4735834de594/WorldEnergyOutlook2023.pdf>.

övergripande resultaten i simuleringarna. Därför har scenarierna även simulerats med priser för utsläppsrätter, naturgas och kol som ligger närmare dagens nivåer enligt Tabell 16. Dessa priser togs fram under 2022 inom samarbetet för BSMMG. Naturgaspriset för 2030 antas här ligga på 49 EUR/MWh vilket ligger något över det genomsnittliga priset under 2023. Även priset på kol antas vara högre än i basfallen och ökad kolproduktion till följd av dyrare gaspriser driver upp priset på utsläppsrätter.



**Figur 45.** Jämförelse av naturgaspris i LMA-scenarierna med World Energy Outlook 2023, scenarierna Stated Policies (STEPS) och Net Zero Emissions (NZE). Priset för 2023 avser det genomsnittliga priset under 2023 t.o.m. början av december.

EUR/MWh	2025	2030	2040	2050
<b>CO2 (EUR/ton)</b>	110,0	110,0	123,0	123,0
<b>Stenkol</b>	13,4	13,4	14,0	14,0
<b>Naturgas</b>	48,8	48,8	45,4	45,4

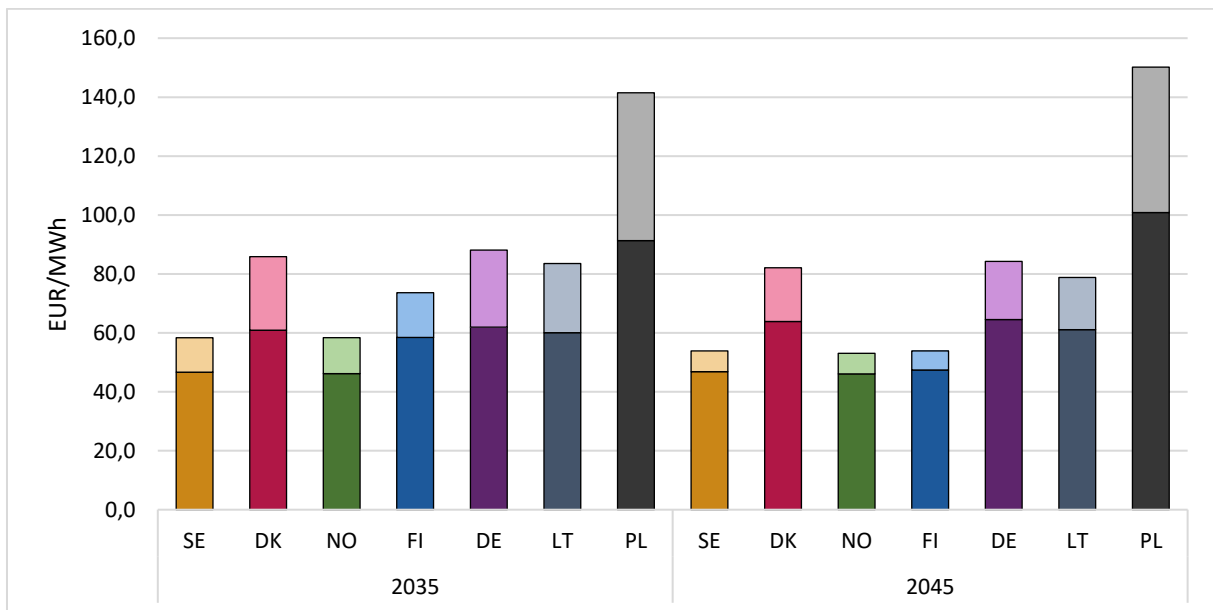
**Tabell 16.** Justerade bränslepriser för känslighetsanalys.

Figur 46 visar årsmedelpriser för Sverige och intilliggande länder för FM-scenariot för basfallet och med justerade bränslepriser enligt Tabell 16. I FM-scenariot är skillnaden stor i hur ökningen av bränslepriserna påverkar olika länder. I Sverige, Norge och Finland ökar priset med ca. 10 EUR/MWh, medan prisökningen i Danmark och Tyskland blir runt 20 EUR/MWh. De redan existerande prisskillnaderna mellan Sverige och kontinenten förstärks alltså i FM-scenariot, både för år 2035 och 2045.

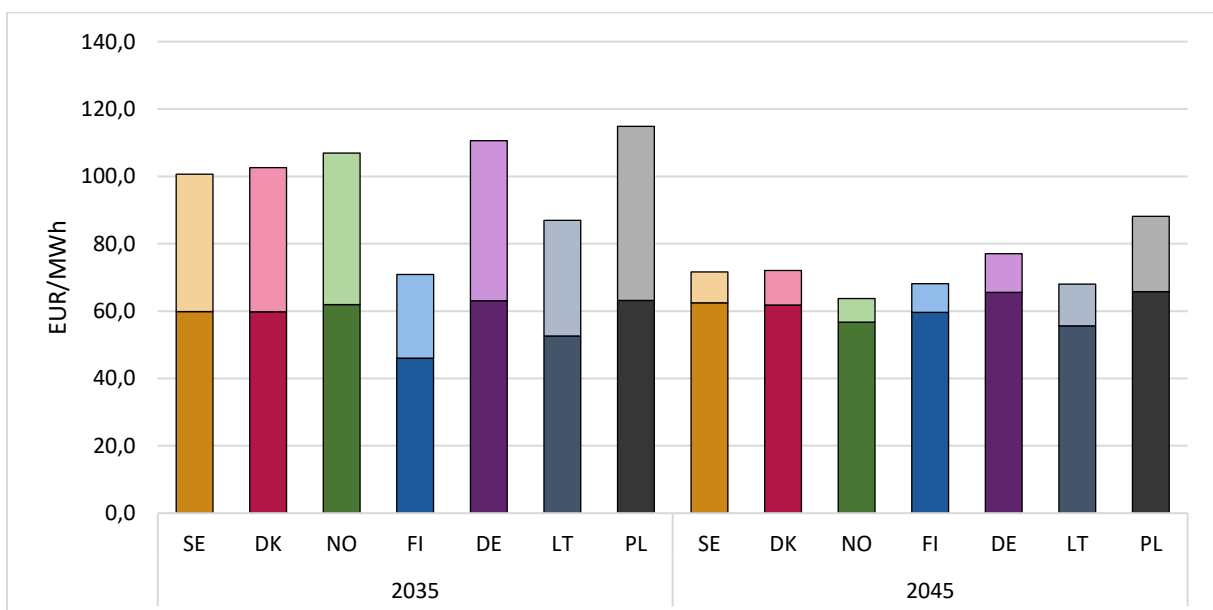
Figur 47 visar hur priserna påverkas i EF-scenariot. För 2035 är prisökningen högre än i FM-scenariot, vilket beror på att mängden gaskraft på kontinenten är betydligt större i EF-scenariot än i både FM- och EP-scenarierna. Detta beror i sin tur på att annan planerbar kraft såsom kärnkraft avvecklas i snabbare takt i EF-scenariot. Till 2045 blir dock inverkan på bränslepriserna mindre i EF-scenariot, vilket beror på att kolkraft och gaskraft till stor del fasats ut och ersatts med ökad förnybar produktion i kombination med mycket flexibilitet i form av vätgaslagring och

import av vätgas från regioner utanför Europa. En annan skillnad för EF-scenariot är att prisökningen slår mer jämt mot olika länder. Detta beror på att överföringskapaciteten mellan olika länder är större i EF-scenariot, både till följd av ett utbyggt elnät på kontinenten men också ett europeiskt vätgasnät med stor överföringskapacitet som kan jämna ut energipriserna mellan olika länder.

För SF-scenariot ger känslighetsanalysen liknande resultat som för EF-scenariot med stor påverkan på elpriserna år 2035, vilket förklaras av att de båda baseras på Distributed Energy-scenariot från TYNDP, medan inverkan av gaspriser i EP-scenariot år 2035 blir mindre. Motsvarande figurer för SF- och EP-scenarierna finns i Appendix C.



**Figur 46.** Simulerade årsmedelpriser i basfallet (mörka staplar) samt med justerade bränslepriser (skuggade staplar) för FM-scenariot.



**Figur 47.** Simulerade årsmedelpriser i basfallet (mörka staplar) samt med justerade bränslepriser (skuggade staplar) för EF-scenariot.

Sammantaget visar känslighetsanalysen att inverkan av gas-och kolpriser på de svenska elpriserna blir större i EF- och SF-scenarierna år 2035 jämfört med FM- och EP-scenarierna. Detta beror på att mängden gaskraft på kontinenten i dessa scenarier ökar till 2035, samtidigt som ökad överföringskapacitet mellan länder för vidare prisökningen till de svenska elområdena i högre grad. För 2045 blir skillnaden mellan olika scenarier mindre då den mesta fossila elproduktionen fasats ut och ersatts med förnybara energikällor kombinerat med olika typer av flexibilitet.



## 6 Slutsatser

Sverige står liksom övriga nordiska länder inför en mycket stor ökning av elförbrukningen till följd av elektrifieringen som krävs för att fasa ut fossila bränslen från vår energianvändning. Detta kommer öka elanvändningen inom stora delar av industrin och transportsektorn, och även kräva stora mängder el för produktion av vätgas för användning inom järn- och stålindustrin. Vätgas från fossilfri el kan även komma att spela stor roll inom andra sektorer, t.ex. inom kemiindustrin, och för att göra syntetiska bränslen som ersättning för fossila bränslen. Sedan vi tog fram våra föregående scenarier under 2021 har förväntningarna på den framtida förbrukningen ökat, vilket speglas i en ökning av inkomna anslutningsansökningar till Svenska kraftnät. Förbrukningen i LMA2024 är därför högre än i LMA2021 för samtliga scenarier.

För att möta den ökade förbrukningen krävs en stor utbyggnad av ny elproduktion, både förnybar produktion och kärnkraft. I scenarierna med högst förbrukning behövs en årlig utbyggnadstakt på 7,5 TWh över 20 år, vilket är betydligt högre än den största utbyggnaden av elproduktionen som har skett historiskt över ett decennium. I Sverige har regeringen presenterat ett förslag till en färdplan för ny kärnkraft som ska innefatta förenklade tillståndsprocesser, satsningar på kärnkraftsforskning och kreditgarantier för byggnation av nya reaktorer. Detta återspeglas i scenarierna i LMA2024 där kärnkraften har en större roll än i tidigare scenarier. Samtidigt förväntas i samtliga scenarier även en stor utbyggnad av vind- och solkraft.

Utvecklingen mot en ökad förbrukning i norra Sverige kombinerat med en allt större mängd förnybar elproduktion ställer nya krav på utvecklingen och driften av kraftsystemet, varav de viktigaste trenderna sammanfattas i resten av detta kapitel.

### **Ett stort behov av ökad överföringskapacitet**

Den ökade elförbrukningen i framför allt norra Sverige leder till ökade priser i SE1 jämfört med resten av landet, och SE1 blir, liksom i LMA2021, det elprisområde med högst elpriser i Sverige år 2045 i scenarierna med högst förbrukning. Den ökade förbrukningen i SE1 leder även till ett stort behov av att bygga ut kapaciteten till angränsande elprisområden. Snitt 1 blir det snitt inom Sverige med flest timmar då kapaciteten är begränsande, och som ger högst marginalnytta för ökad kapacitet. I alla scenarier med en betydande ökning av förbrukningen i SE1 vänder flödet på Snitt 1 då SE1 blir nettoimportör från SE2.

För Snitt 2 blir det stora variationer i nyttan av ytterligare utbyggd överföringskapacitet utöver ökningen som tillkommer genom åtgärderna inom NordSyd beroende på scenario, där störst nytta fås i SF- och EF-scenarierna när kärnkraften avvecklas. För Snitt 4 blir behovet av ny överföringskapacitet också mer varierat, och större i de scenarier där det byggs havsbaserad vindkraft i SE4 vilket skapar tidvis norrgående flöden på Snitt 4.

Nyttan för nya utlandsförbindelser i LMA2024 är fortsatt hög. Generellt blir nyttan av förbindelser till kontinenten störst i scenarierna med lägre förbrukning, som har fortsatt betydande prisskillnader mellan Sverige och övriga länder på kontinenten. I scenarierna med högre förbrukning minskar prisskillnaden mellan Sverige och kontinenten vilket ger relativt sett lägre nyttor för nya utlandsförbindelser till kontinenten. Istället fås större nyttor av att öka kapaciteten mellan SE1 och intilliggande elprisområden.

## **Vätgas kan spela en mycket viktig roll**

Den stora mängden vätgas som förväntas användas för järn- och stålproduktion i norra Sverige gör det relevant att titta på alternativ till kraftledningar för att hantera de energitransporter som kommer krävas till SE1. En jämförelse av att bygga ut en vätgasledning mellan norra Sverige och Finland med att öka överföringskapaciteten i elnätet med motsvarande kapacitet visar på stora nyttor med en sådan vätgasledning, som bidrar mer till att sänka det erhållna priset för elektrolys än en motsvarande kapacitetsökning i elnätet. En vätgasledning kan vara billigare att bygga än motsvarande kapacitet i elnätet och även ha den fördelen att flödet kan kontrolleras oberoende av det övriga flödet i elnätet. I takt med att en vätgasinфраstruktur kommer på plats blir samplanering av elnätet med denna vätgasinфраstruktur allt viktigare. Svenska kraftnät deltar i ett utredningsarbete som leds av Energimyndigheten för att undersöka hur vätgasinфраstrukturen kan utvecklas tillsammans med kraftsystemet på ett sätt som är så samhällsekonomiskt effektivt som möjligt. Resultatet kommer att rapporteras till regeringen under början av 2024.

## **Ett mindre förutsägbart kraftsystem**

Större förnybar produktion från vind- och solkraft skapar ett mindre förutsägbart kraftsystem, där både behovet av lastföljning och reserver ökar. Den ökade variabiliteten i residuallasten balanseras i högre grad av både flexibel förbrukning och handel med angränsande länder. Den ökade handeln leder till en större variation av flöden i nätet, där hittills sällsynta driftfall kan bli allt vanligare. Även priserna blir mer volatila, vilket ökar de ekonomiska incitamenten för både produktions- och förbrukningsresurser att vara med och balansera kraftsystemet. Flexibiliteten från vätgasproduktion har en stor roll för balanseringen i simuleringarna, och det är därför av stor betydelse i vilken utsträckning denna flexibilitet kan realiseras i praktiken, vilket beror på storleken för vätgaslager och den överkapacitet i elektrolysörer som byggs i vätgasproduktionsanläggningar. Även prognososäkerheten ökar med utbyggnaden av förnybar produktion, vilket påverkar hur mycket reserver som kommer behövas i ett framtida kraftsystem. En uppskattning baserad på prognosfelet i residuallasten visar på ett behov av reserver på 3,6 GW i EF-scenariot och 1,8 GW-2,2 GW i övriga scenarier för att hantera prognososäkerheten i förbrukning och förnybar produktion. Samtidigt finns en rad andra åtgärder som kan hjälpa till att hantera variabiliteten, t.ex. den övergång till 15-min marknader som pågår och som kan minska behovet av frekvensreserver för att hantera variationer i förnybar produktion.

## **Flexibel elanvändning avgörande för effekttillräckligheten**

Förbrukningsflexibilitet blir helt nödvändigt i scenarierna för att klara effekttillräckligheten år 2045. Utan betydande förbrukningsflexibilitet för t.ex. vätgasproduktion och laddning av elfordon uppstår ett stort antal bristtimmar i samtliga scenarier. Samtidigt finns stor osäkerhet angående hur mycket förbrukningsflexibilitet som kan realiseras i praktiken. Flexibiliteten hos vätgasproduktionen har stor betydelse i TYNDP-scenarierna och följaktligen även i LMA2024, speciellt eftersom den utgör en stor del av den tillkommande lasten och det planeras för storskaliga vätgaslager i SE1. I LMA2024 har flera steg tagits för att förbättra modelleringen av vätgasproduktion och förbrukning och den flexibilitet som denna kan tillföra till kraftsystemet, ett arbete som behöver utvecklas vidare framöver.

Potentialen för flexibilitet från elfordon är mycket stor och kan överskrida de antaganden som görs i scenarierna i LMA2024 ifall V2G-tekniken får stort genomslag. Samtidigt finns en rad

begränsningar för flexibiliteten som inte direkt kan modelleras i elmarknadsmodeller så som oberoende individuella laddningsmönster för olika fordon och lokala nätbegränsningar. Det är därför viktigt att ta del av forskning och utveckling av metoder för att bättre modellera flexibilitet från elfordon i elmarknadsmodeller och parallellt noga följa utvecklingen som sker på marknaden. Dessutom finns betydande potential för förbrukningsflexibilitet från termostatstyrda laster som värmepumpar, där Sverige är ett av länderna i världen med flest värmepumpar per capita. Detta modelleras inte explicit i LMA2024 och är även det något som behöver utvecklas i analyser framöver.

### **Mindre andel synkront ansluten produktion ställer nya krav**

I takt med att den förnybara produktionen byggs ut och kraftsystemet blir mer variabelt ökar antalet drifttimmar med en låg rotationsenergi i det nordiska synkrona kraftsystemet och antalet timmar med en hög andel omriktarbaserad produktion, både lokalt och för kraftsystemet som helhet. Omfattningen av dessa utmaningar beror i stor utsträckning på vilket scenario som studeras. Skillnaden är tydlig mellan scenarierna där kärnkraften avvecklas och rotationsenergin i systemet sjunker kraftigt, och scenarierna med bibehållen eller ökad kärnkraftsproduktion där rotationsenergin ligger kvar på liknande nivåer som idag eller ökar. I samtliga scenarier uppkommer situationer lokalt i olika elprisområden med en mycket hög andel omriktarbaserad produktion, framför allt i SE4 där den maximala andelen omriktarbaserad produktion överstiger 95 % redan år 2035 i samtliga scenarier. Detta är en utveckling som ses runt om i världen, och det pågår omfattande forskning som syftar till att kunna driva ett större kraftsystem med 100 % omriktarbaserad produktion. Utvecklingen av nätformande förmågor hos omriktare syftar till att få dessa att bete sig mer som synkrongeneratorer och därigenom bidra med stabiliserande egenskaper till kraftsystemet. Vidare kan snabbare reserver och syntetisk svängmassa hos vindkraftverk även de bidra till ett mer stabilt kraftsystem när rotationsenergin i systemet sjunker. Även traditionella metoder som synkronkompensatorer kan bli aktuella för att säkerställa stabiliteten i kraftsystemet i framtiden. Utmaningen för Svenska kraftnät blir därför att tillsammans med andra aktörer i kraftsystemet hitta den kombination av lösningar som på bästa och mest samhällsekonomiska vis ser till att kraftsystemet är fortsatt stabilt i framtiden.



# Referenser

ENTSO-E, "TYNDP 2022 Scenario Report – Version April 2022", 2022. Länk: <https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>.

National Grid ESO, "Future Energy Scenarios 2021", juli 2021. Länk: <https://www.nationalgrideso.com/document/199871/download>.

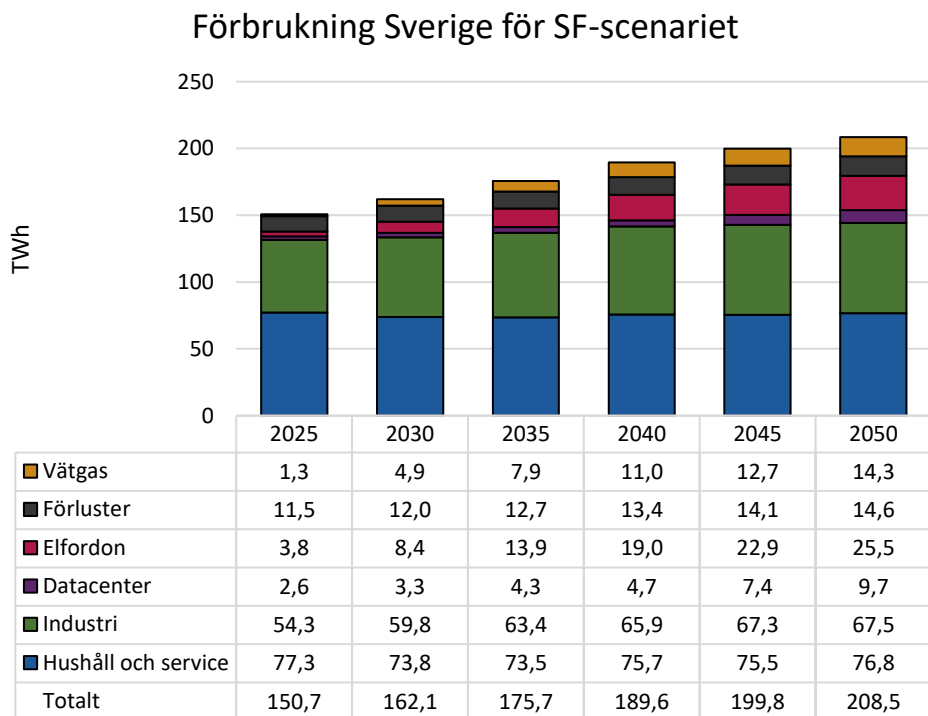
Nordion Energi och Gasgrid, "Nordic Hydrogen Route", presentation 2022. Länk: [https://www.energigas.se/media/3cfnfsgq/1\\_2-hans-kreisel.pdf](https://www.energigas.se/media/3cfnfsgq/1_2-hans-kreisel.pdf).

Svenska kraftnät, "Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analys av kraftsystemet 2023-2027", 2022, ärendenummer Svk 2022/3235. Länk: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kortsiktig-marknadsanalys-2022.pdf>.

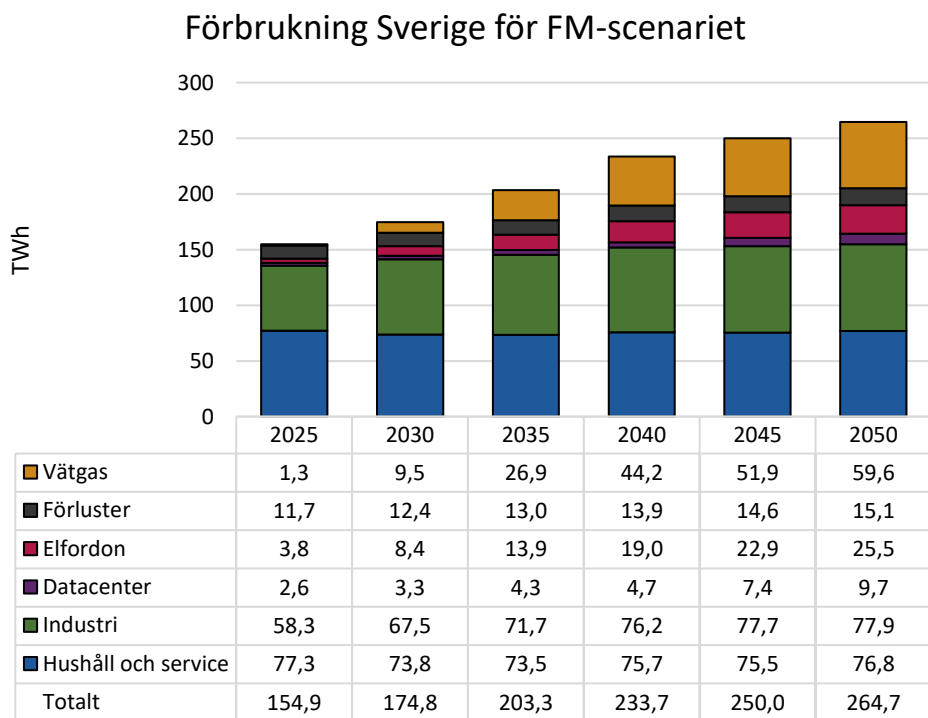


# Appendix A. Elförbrukning

Förbrukningen för Sverige för år 2025-2050 i scenarierna visas i Figur 48-Figur 51.

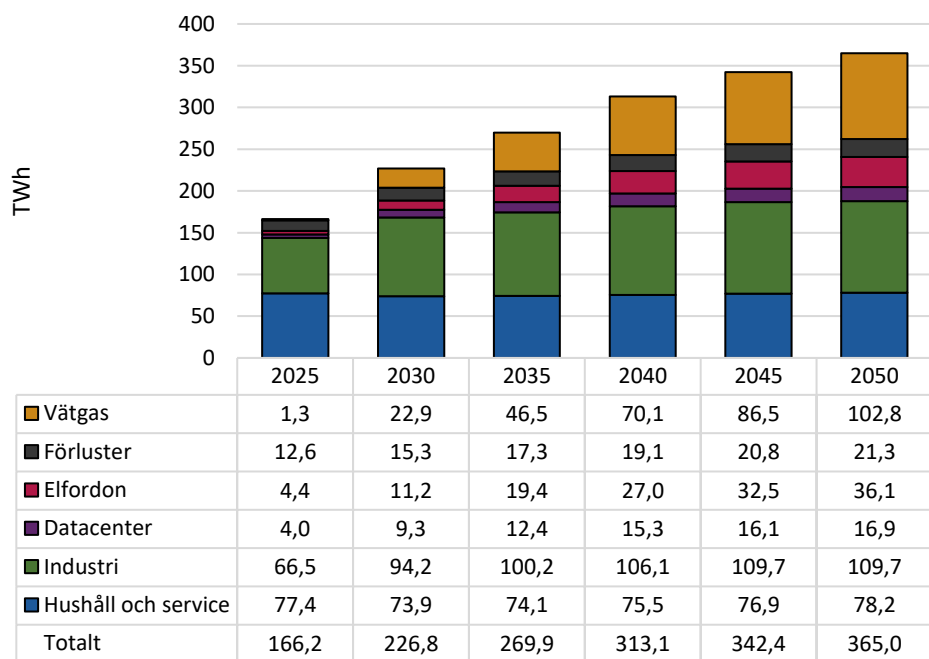


**Figur 48.** Förbrukning för Sverige i SF-scenariot.



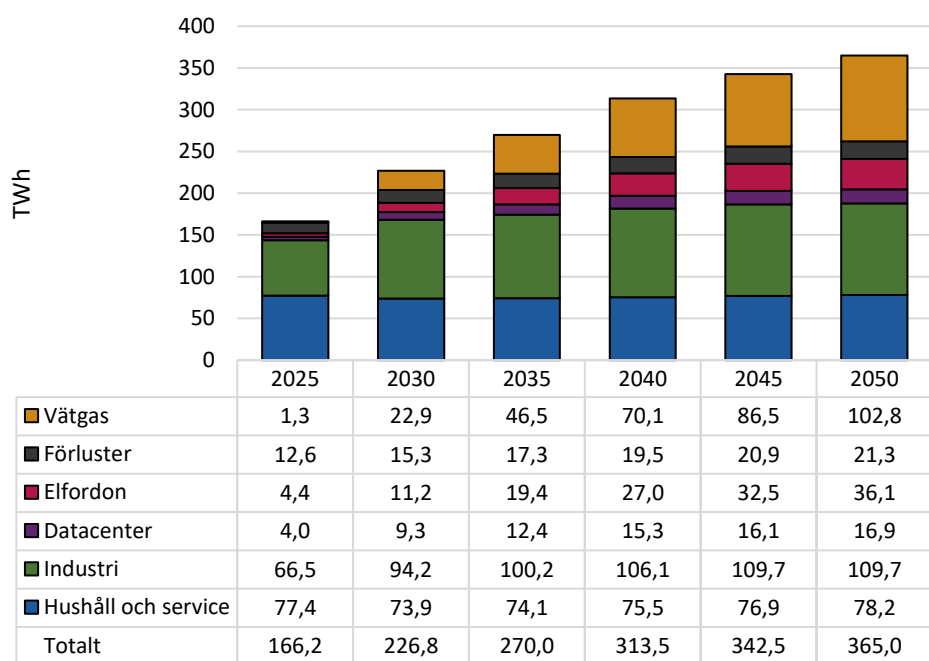
**Figur 49.** Förbrukning för Sverige i FM-scenariot.

### Förbrukning Sverige för EP-scenariet



Figur 50. Förbrukning för Sverige i EP-scenariot.

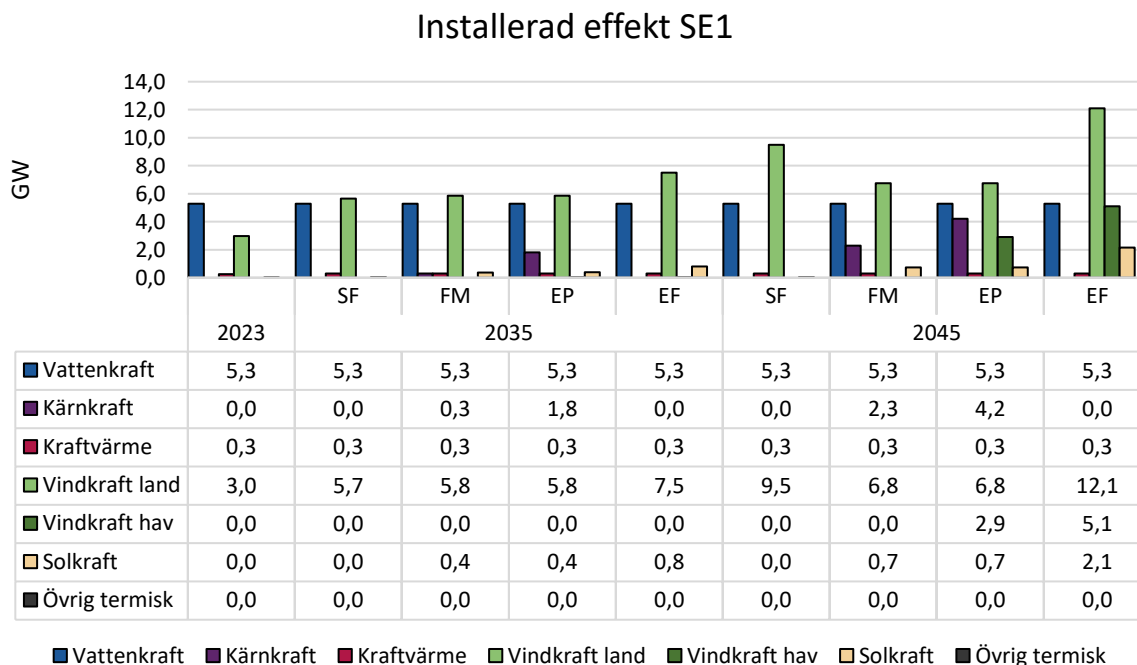
### Förbrukning Sverige för EF-scenariet



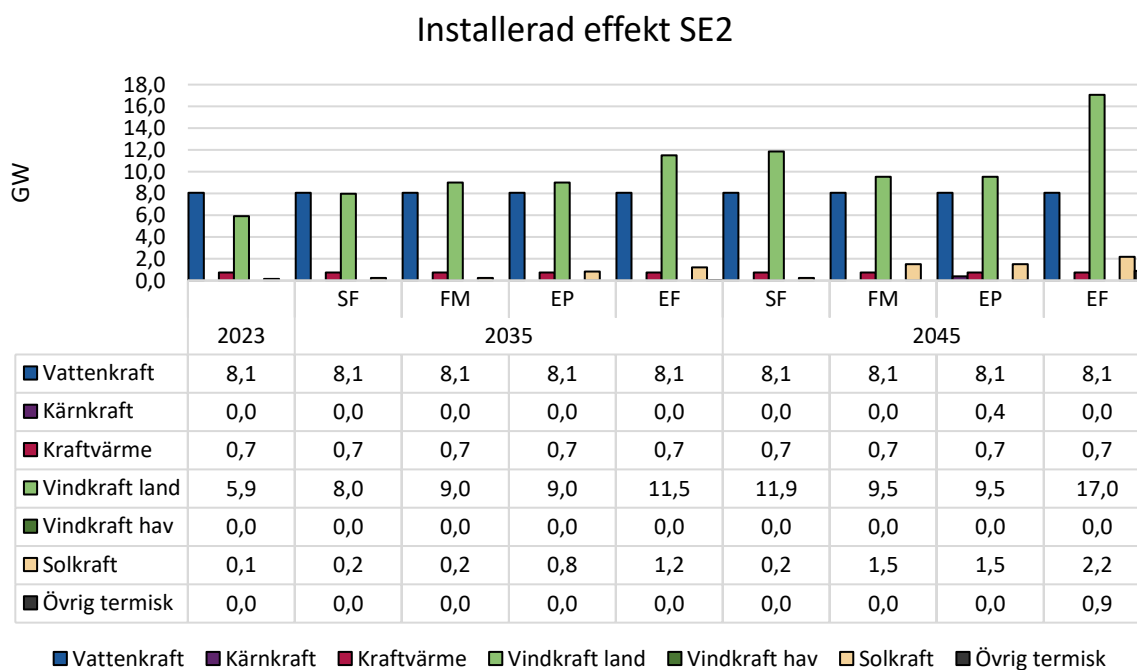
Figur 51. Förbrukning för Sverige i EF-scenariot.

# Appendix B. Produktionskapacitet

Produktionskapaciteten för de svenska elprisområdena i scenarierna visas i Figur 52-Figur 55 . Antaganden för befintliga kärnkraftreaktorer redovisas i Tabell 17.

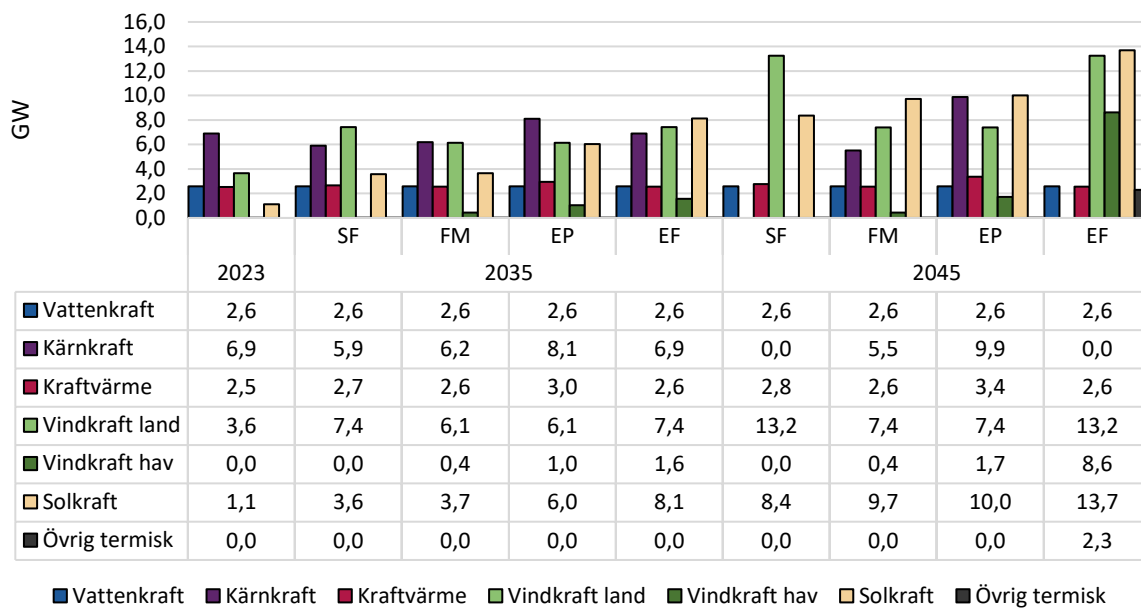


Figur 52. Produktionskapacitet i SE1.



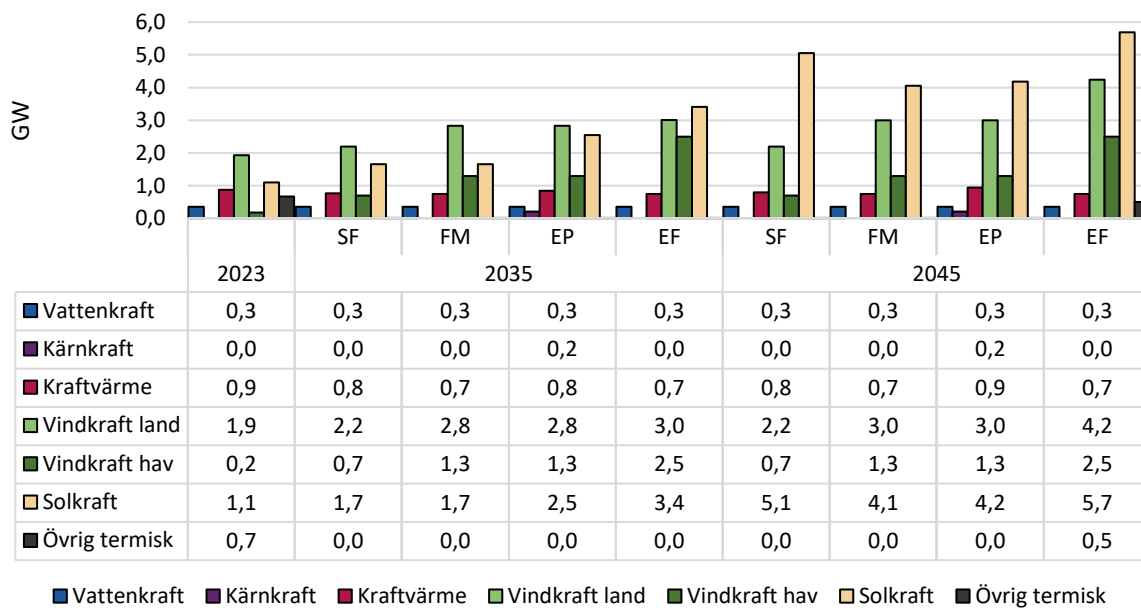
Figur 53. Produktionskapacitet i SE2.

### Installerad effekt SE3



Figur 54. Produktionskapacitet i SE3.

### Installerad effekt SE4



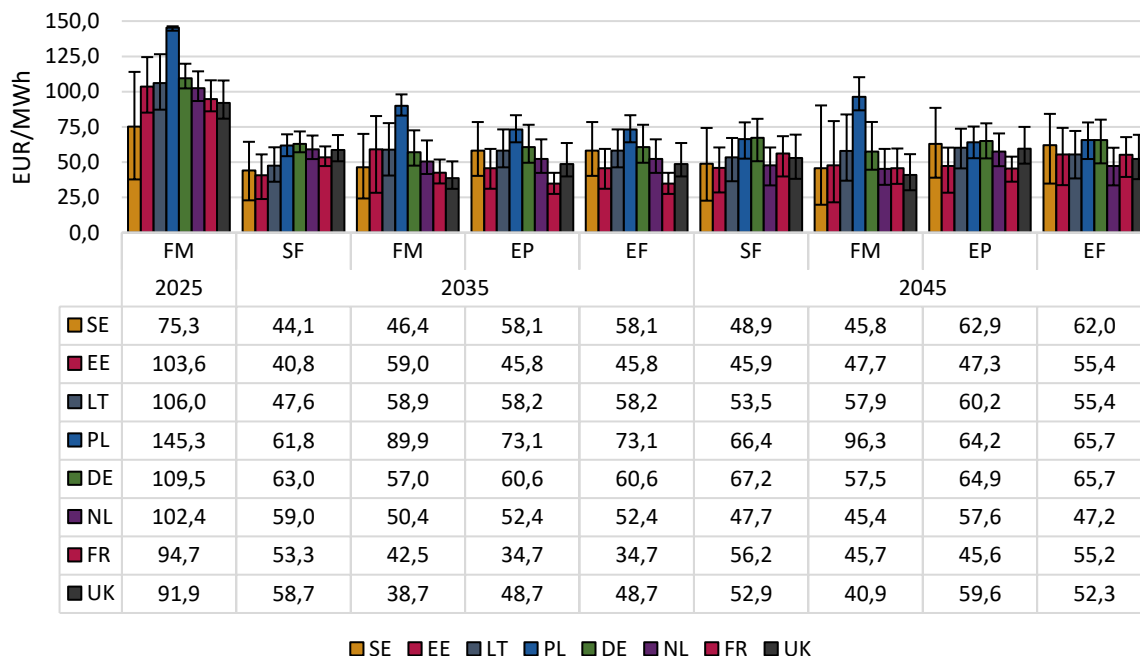
Figur 55. Produktionskapacitet i SE4.

Reaktor	MW	Drifttagning	Livslängd		Sista driftsår		Livstidsförlängning 80 år	
			SF/FM	EP/EF	SF/FM	EP/EF	FM	EP
Forsmark 1	990	1980	55	60	2034	2039	-	Ja
Forsmark 2	1118	1981	55	60	2035	2040	-	Ja
Forsmark 3	1172	1985	60	60	2044	2044	Ja	Ja
Oskarshamn 3	1400	1985	60	60	2044	2044	Ja	Ja
Ringhals 3	1063	1981	55	60	2035	2040	-	Ja
Ringhals 4	1140	1983	60	60	2042	2042	Ja	Ja

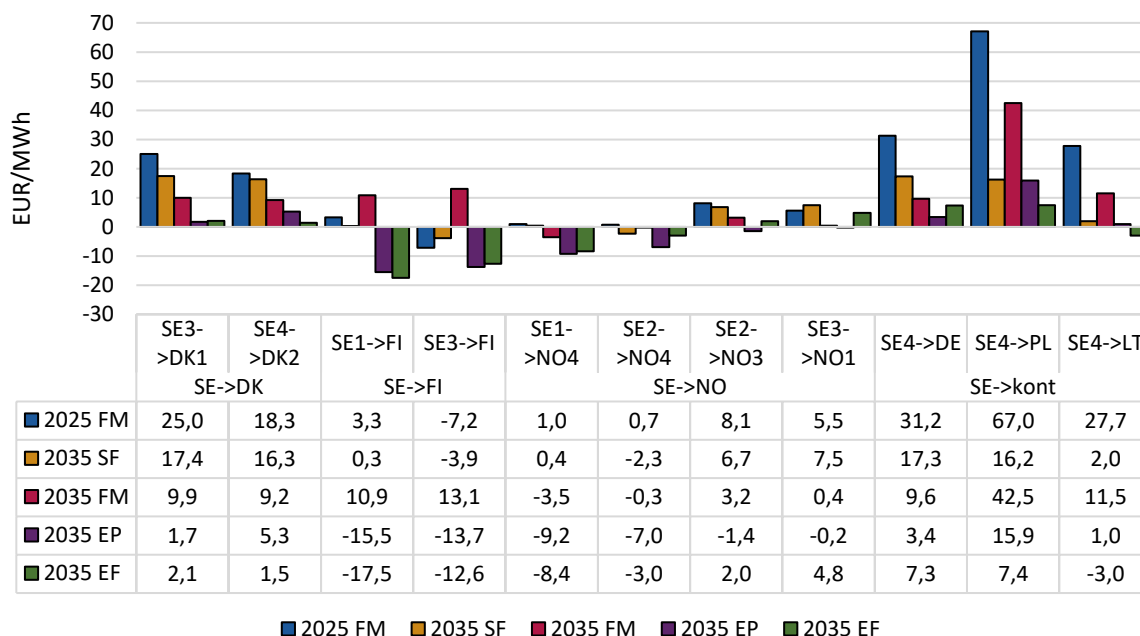
**Tabell 17.** Antaganden för befintlig kärnkraft i scenarierna.

# Appendix C. Simulerade priser

I Figur 56 visas simulerade årsmedelpriser för Sverige och länder på kontinenten och i Figur 57 visas skillnader i årsmedelpris mellan Sverige och angränsande elprisområden för år 2035.



**Figur 56.** Simulerade årsmedelpriser i Sverige och på kontinenten. Priset för Sverige har beräknats som det förbrukningsviktade medelvärde av priset i de olika elprisområdena. Klammrarna markerar intervallet mellan det år med högst och lägst årsmedelpris.



**Figur 57.** Prisskillnader mellan Sverige och angränsande elprisområden för år 2035. Ett positivt värde indikerar att elpriset är högre i det mottagande elprisområdet.



# Appendix D. Effekttillräcklighet detaljerade resultat

Mer detaljerade resultat för effekttillräckligheten visas i Tabell 18 där:

- > *Andel bristår* anger i hur stor del av de 245 simuleringarna som någon effektbrist uppstår
- > *Bristtimmar vid bristår* redogör för hur många timmar brist det i genomsnitt är under de simuleringar som effektbrist uppstår
- > *Medelbrist* visar hur stor den genomsnittliga bristen i MW är de timmar då brist uppstår

Vidare presenteras effektbristen i MW för olika percentiler av de 245 simuleringarna. 90:e percentilen (motsvarar någorlunda "vart tionde år"), 95:e (vart tjugonde år) respektive 100:e (vart 245:e år) för de 245 simuleringarna, se *Maxbrist per X år*. Vid lägre effektbrist (LOLE < 1h/år) saknas vissa percentiler för 10:e och 20:e år då effektbrist uppstår mer sällan än så i dessa fall. Om ingen effektbrist uppstår (LOLE = 0) visas inga data i tabellen nedan.

Det detaljerade resultatet i tabellen avser simuleringsresultatet för Sverige.

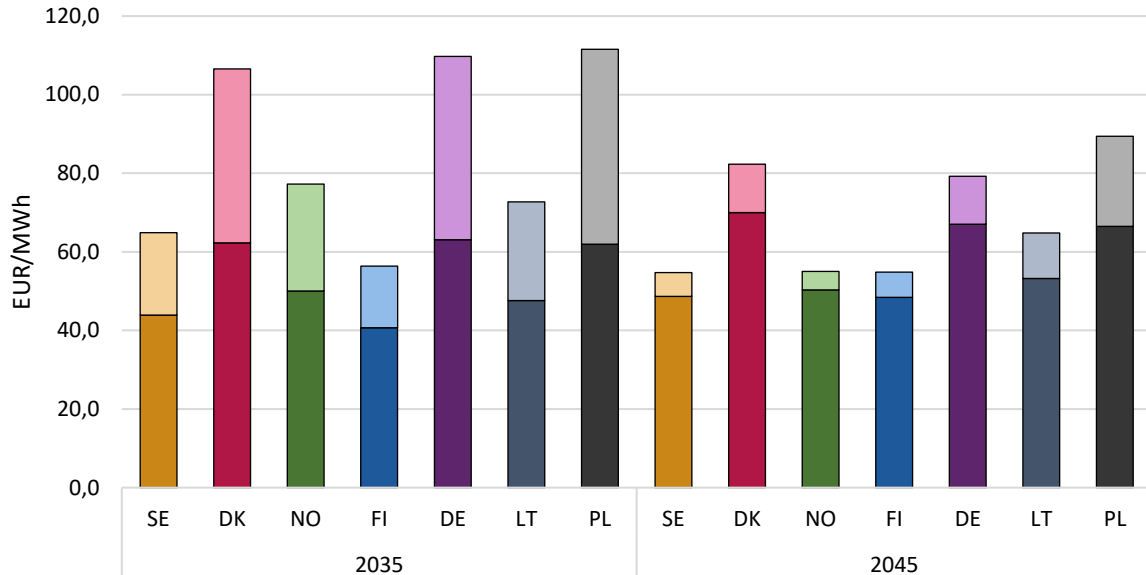
Detaljerade resultat	2035				2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
<b>Ingen flexibilitet</b>								
LOLE (h/år)	1.0	24	350	1003	110	285	1815	1863
Andel bristår (%)	27%	91%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Bristtimmar vid bristår (h)	3.8	26	350	1003	110	285	1815	1863
Medelbrist (MW)	517	820	823	693	1370	705	1564	1889
Maxbrist per 10 år (MW)	452	3013	5566	7096	5395	5478	10299	14514
Maxbrist per 20 år (MW)	993	3763	6009	7705	5679	5843	10624	14857
Maxbrist per 245 år (MW)	2425	5480	7832	9195	8091	8224	12537	19003
<b>F1: Hälften av vätgas</b>								
LOLE (h/år)	0.2	8.6	21	79	48	29	29	48
Andel bristår (%)	5%	82%	94%	99%	93%	98%	98%	93%
Bristtimmar vid bristår (h)	4.5	11	22	79	51	30	30	51
Medelbrist (MW)	567	579	782	608	1126	787	787	1126
Maxbrist per 10 år (MW)	-402	1822	2843	4213	4129	3211	3211	4129
Maxbrist per 20 år (MW)	246	2547	3594	4814	4378	3517	3517	4378
Maxbrist per 245 år (MW)	1777	4236	5046	6516	6823	6498	6498	6823
<b>F2: All vätgas</b>								
LOLE (h/år)	0.1	3.7	0.6	3.2	18	10	0.1	13

Andel bristår (%)	3%	72%	16%	42%	77%	93%	2%	67%
Bristtimmar vid bristår (h)	2.9	5.1	3.6	7.4	24	11	4.8	20
Medelbrist (MW)	378	355	793	793	931	400	532	1122
Maxbrist per 10 år (MW)	-	999	243	1520	2976	1742	-	3344
Maxbrist per 20 år (MW)	-	1343	1225	2141	3158	2094	-	3883
Maxbrist per 245 år (MW)	1121	3011	2636	3840	5641	3833	1205	8356
<b>F3: Viss industri/EV</b>								
LOLE (h/år)	0	1.7	0	0.03	0.5	5.8	0	0.2
Andel bristår (%)		50%		1%	15%	92%		4%
Bristtimmar vid bristår (h)		3.4		2.3	3.3	6.3		5.1
Medelbrist (MW)		109		173	963	152		1695
Maxbrist per 10 år (MW)		120		-	110	660		-
Maxbrist per 20 år (MW)		391		-	508	871		-
Maxbrist per 245 år (MW)		943		367	3043	1401		4191
<b>F4: Datacenter</b>								
LOLE (h/år)	0	1.3	0	0	0.2	4.7	0	0.1
Andel bristår (%)		43%			3%	88%		2%
Bristtimmar vid bristår (h)		3.0			6.3	5.4		5.0
Medelbrist (MW)		74			1170	112		1126
Maxbrist per 10 år (MW)		-			-769	207		-
Maxbrist per 20 år (MW)		100			-399	437		-
Maxbrist per 245 år (MW)		605			2109	974		2493

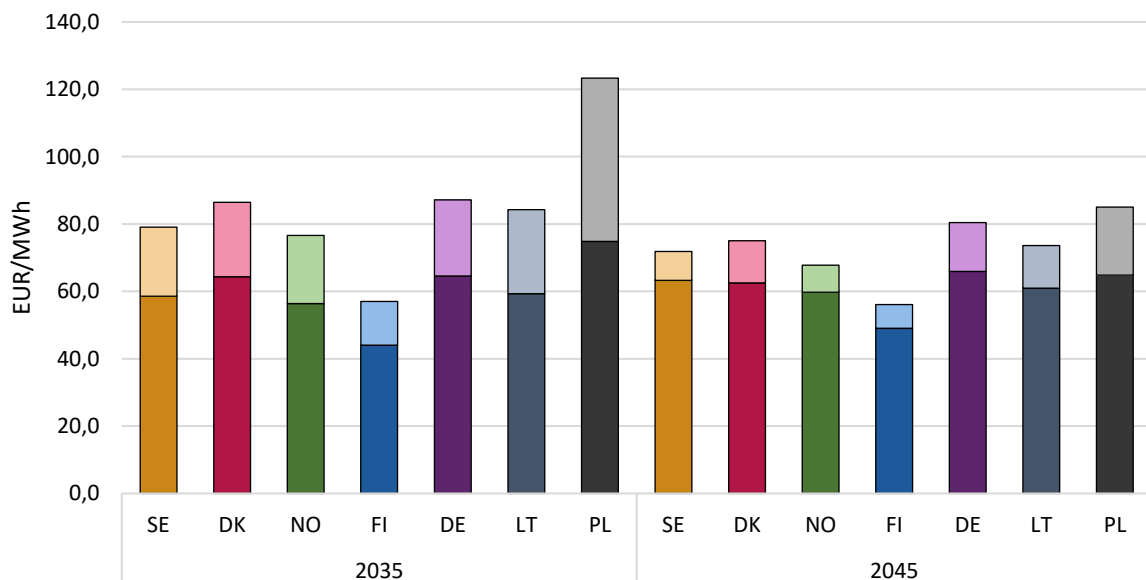
**Tabell 18.** Detaljerade simuleringsresultat för effektillräcklighet.

# Appendix E. Känslighetsanalys bränslepriser

Figur 58 och Figur 59 visar effekten av ökade bränslepriser enligt Tabell 16 på simulerade årsmedelpriser i SF-scenariot respektive EP-scenariot.



**Figur 58.** Inverkan av ökade bränslepriser på simulerade årsmedelpriser i SF-scenariot. De ljusa staplarna visar ökningen i årsmedelpriser som resulterar av de högre bränslepriserna.



**Figur 59.** Inverkan av ökade bränslepriser på simulerade årsmedelpriser i EP-scenariot. De ljusa staplarna visar ökningen i årsmedelpriser som resulterar av de högre bränslepriserna.