

Ärende nr: Svk 2024/5367

Datum: 2026-06-17

Långsiktig marknadsanalys 2026

Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050



Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är en myndighet som utifrån ett samhällsbyggnadsperspektiv skapar förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning i Sverige.

Myndigheten har i uppdrag att förvalta, driva och utveckla transmissionsnätet så att samhällets behov av el möts i alla lägen, samt för utvecklingen av elmarknadens funktion.

Svenska kraftnät ansvarar dessutom för elberedskap, tillsyn samt för vägledning kring dammsäkerhet.

Mer information finns på svk.se

Version **1.0**
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



Förord

Svenska kraftnät uppdaterar regelbundet långsiktiga scenarier för det svenska och nordeuropeiska elsystemet. Scenarierna är ett viktigt underlag för planeringen av transmissionsnätet och det nordiska elsystemet. Denna rapport är slutrapporten för den femte upplagan av den långsiktiga marknadsanalysen, LMA2026.

LMA2026 visar en fortsatt omfattande omställning av energisystemet. Elanvändningen har reviderats ned jämfört med tidigare analys men väntas fortsatt öka betydligt, vilket innebär ett stort behov av ny elproduktion, nätutbyggnad och flexibilitet. Samtidigt är osäkerheten stor. Utfallet i ett fåtal större projekt och hos ett begränsat antal aktörer kan få stor påverkan på efterfrågeutvecklingen, särskilt i scenarier med hög elektrifieringstakt, där både tidplaner och mer övergripande förutsättningar är osäkra.

Svenska kraftnät har fått ett utökat ansvar för den långsiktiga planeringen av elsystemet. Det innebär ett ansvar att verka för en samhällsekonomiskt effektiv utveckling av elsystemet, där leveranssäkerhets- och planeringsmål samt övriga energipolitiska mål som riksdagen har beslutat om kan uppnås. Inom ramen för detta kommer Svenska kraftnät att ta fram ett planeringsscenario som är förenligt med de energipolitiska målen.

LMA2026 har inte utformats med utgångspunkt i ett planeringsscenario. Bedömningen är dock att scenariot Medel mixat (MM) ligger närmast. Den prognostiserade elanvändningen understiger den nivå som planeringsmålet utgår från, nämligen att elsystemet ska planeras för att kunna möta en elanvändning om minst 300 TWh år 2045. Målet syftar till att skapa förutsättningar för den gröna omställningen och inte till att ange en viss nivå på elanvändningen. För att elanvändningen ska närma sig 300 TWh till 2045 behöver en betydande del av elektrifieringen realiseras under den senare delen av perioden. Utöver marknadens drivkrafter kan det därför finnas behov av kompletterande åtgärder. Även de planeringsförutsättningar som ligger till grund för målet kan komma att omprövas vid framtida kontrollstationer. Utvecklingen kommer att följas inom ramen för planeringsuppdraget.

Viktoria Neimane

Avdelningschef Systemstrategi

Innehåll

Förord.....	4
Förkortningar	8
Sammanfattning	11
1 Inledning.....	18
1.1 Syfte.....	18
1.1.1 Ökat planeringsansvar.....	19
1.2 Avgränsningar	20
1.3 Scenarioarbetet på europeisk, nordisk, och nationell nivå	22
1.4 Disposition.....	23
2 Process, modellering och simulering	25
2.1 Processbeskrivning.....	25
2.2 Investeringsoptimering	26
2.3 Kapacitetstilldelning och geografisk indelning	27
2.4 Analysår och väderår	28
2.5 Tidsupplösning	28
2.6 Modellvalidering	29
3 Övergripande scenariobeskrivning	34
3.1 Ökad efterfrågan på el för att klara energiomställningen	36
3.2 Mer produktion krävs för att möta efterfrågan på el.....	37
4 Scenarioantaganden	41
4.1 Efterfrågan på el	41
4.1.1 Sverige.....	41
4.1.2 Norden.....	43
4.1.3 Övriga Europa	45
4.2 Produktionskapacitet.....	46
4.2.1 Sverige.....	46
4.2.2 Övriga Norden.....	48
4.2.3 Övriga Europa	51

4.3	Bränslepriser	52
4.4	Överföringskapacitet	54
4.5	Flexibilitet	55
4.5.1	Flexibilitet från elfordon	57
4.5.2	Flexibilitet från vätgasproduktion.....	58
4.5.3	Förbrukningsreduktion	60
5	Resultat elmarknadssimulering	63
5.1	Energibalanser.....	63
5.1.1	Sverige.....	63
5.1.2	Övriga Norden.....	66
5.1.3	Övriga Europa	67
5.2	Handelsflöden	69
5.3	Priser.....	74
5.3.1	Sverige.....	74
5.3.2	Övriga länder.....	78
5.3.3	Prisskillnader	80
5.4	Lönsamhet för ny produktion.....	82
5.4.1	Erhållet elpris.....	82
5.4.2	Långsiktig marginalkostnad	84
5.4.3	Investeringsutfall i scenarierna.....	86
5.5	Utbyggnadstakt produktion	87
5.6	Elmarknadsnytta av överföringskapacitet	89
5.7	Balanseringsbehov.....	92
5.8	Rotationsenergi och omriktaransluten produktion	98
5.9	Resurstillräcklighet.....	103
5.10	Flexibilitet	110
5.10.1	Flexibilitet från elfordon	110
5.10.2	Flexibilitet från vätgasproduktion.....	113
5.10.3	Flexibilitet från förbrukningsreduktion.....	116
6	Fördjupningsavsnitt.....	119
6.1	Balanseringskostnader	119
6.1.1	Kostnad för FFR för snabb frekvensstabilitet.....	120
6.1.2	Kostnad för FRR för balansering av prognosfel.....	123
6.1.3	Total kostnad för FRR och FFR	127

6.2	Ingen förnyelse av utlandskablar	130
6.3	Förutsättningar för fossilfritt stål	134
7	Slutsatser	139
	Bilagor	145
A.	Förändringar jämfört med LMA2024	145
B.	Beskrivning av potentialer och exogen utveckling av elproduktionskapacitet	148
	Sverige	148
	Landbaserad vindkraft	148
	Havsbaserad vindkraft	150
	Solkraft	152
	Kärnkraft	154
	Kraftvärme	157
	Vattenkraft	158
	Övrig termisk	160
	Övriga Norden	161
	Övriga Europa	164
C.	Beskrivning av utveckling för batterilager	165
D.	Utveckling av investeringskostnader	167
E.	Produktionskapacitet Sveriges elområden	172

Förkortningar

BID3 – Elmarknadsmodell från Afry

BSMMG – Baltic Sea Market Modelling Group (samarbete och datautbyte mellan nordiska och baltiska TSO:er)

CCGT – Combined Cycle Gas Turbine (kombikraftverk, gas- och ångturbin i kombination)

CCS – Carbon Capture and Storage (avskiljning och lagring av koldioxid)

DE – Distributed Energy (TYNDP-scenario)

DRI – Direct Reduced Iron (processen för tillverkning av järnsvamp med direktreduktion)

DSR – Demand side response (flexibel anpassning av elanvändningen)

DoU – Drift- och underhållskostnader

EENS – Expected Energy Not Served (förväntad lastbortkoppling)

EF – Elektrifiering förnybart, scenario från LMA2024 som i viss utsträckning motsvarar scenario HF i LMA2026

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

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

EP – Elektrifiering planerbart, scenario från LMA2024 som i viss utsträckning motsvarar scenario HP i LMA2026

EPC – Engineering, Procurement and Construction (helhetsleverans av anläggningsprojekt inklusive projektering, inköp och byggnation)

ERA5 – European centre for medium-range weather forecasts ReAnalysis version 5 (globalt väder- och klimatdataset)

ERAA – European Resource Adequacy Assessment (Europeisk resurstillräcklighetsanalys)

FCR – Frequency Containment Reserve (frekvenshållningsreserv)

FFR – Fast Frequency Reserve (snabb frekvensreserv)

FM – Färdplaner mixat, scenario från LMA2024 som i viss utsträckning motsvarar scenario MM i LMA2026

FRR – Frequency Restoration Reserve (frekvensåterställningsreserv)

GA – Global Ambition (TYNDP-scenario)

GT – Gas Turbine (används i rapporten synonymt med OCGT)

HF – Hög förnybart, scenario i LMA2026

- HP – Hög planerbart, scenario i LMA2026
- LF – Låg förnybart, scenario i LMA2026
- LNG – Liquefied natural gas (flytande naturgas)
- LOLE – Loss of Load Expectation (sannolikhet att lastbortkoppling behövs)
- MM – Medel mixat, scenario i LMA2026
- NGDP – Nordic Grid Development Perspective (nordiskt perspektiv på elnätets utveckling)
- NT+ – National Trends (TYNDP-scenario)
- NTC - Net Transfer Capacity (fördefinierade överföringskapaciteter mellan elområden)
- OCGT – Open Cycle Gas Turbine (Gasturbin i öppen cykel där förbrända gaser driver en turbin för elproduktion och därefter släpps ut direkt. Används främst för snabb och flexibel elproduktion vid effekttoppar eller reservkraft.)
- OIC – Overnight Investment Cost (totala kapitalkostnaden för att bygga en anläggning som om den kunde uppföras direkt utan hänsyn till byggtid, räntor under byggperioden eller kassaflöden över tid)
- PECD 4.2 – Pan-European Climate Database (databas med väderserier)
- PCI – Projects of Common Interest (speciell status för projekt på EU-nivå)
- PEMMDB – Pan-European Market Modelling Database (databas med scenariodata från europeiska TSO:er)
- PPA:er – Power Purchase Agreements (elköpsavtal)
- RfG – Requirements for Generators (gemensam nätkod för elproduktionsenheter inom EU)
- SF – Småskaligt förnybart, scenario från LMA2024 som i viss utsträckning motsvarar scenario LF i LMA2026
- STATCOM – Static Synchronous Compensator (effektelektronik-baserad apparat för dynamisk styrning av reaktiv effekt och spänningsreglering)
- STEPS – The Stated Policies Scenario
- TSO – Transmission System Operator (systemansvarig transmissionsnätsoperatör)
- TYNDP – Ten Year Network Development Plan (scenarier från ENTSO-E och ENTSO-G)
- WEO – World Energy Outlook



Sammanfattning

Svenska kraftnät uppdaterar regelbundet långsiktiga scenarier för det svenska och nordeuropeiska elsystemet. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska transmissionsnätet och i det synkrona nordiska elsystemet, och möjliggör därmed ett proaktivt arbetssätt. Arbetet benämns långsiktig marknadsanalys (LMA). Denna rapport utgör slutrapporten för den femte upplagan, LMA2026.

Scenarioarbetet inleds med att identifiera trender och drivkrafter som ligger till grund för respektive scenario. Dessa kvantifieras därefter i antaganden för utvecklingen av elanvändning samt för utbyggnadspotentialer och kostnader för olika kraftslag där investeringsoptimering används för att bygga ut produktionskapacitet. Gemensamt för samtliga scenarier är en relativt kraftig ökning av elbehovet till följd av elektrifieringen av samhället och omställningen mot ett energisystem med netto-nollutsläpp av växthusgaser.

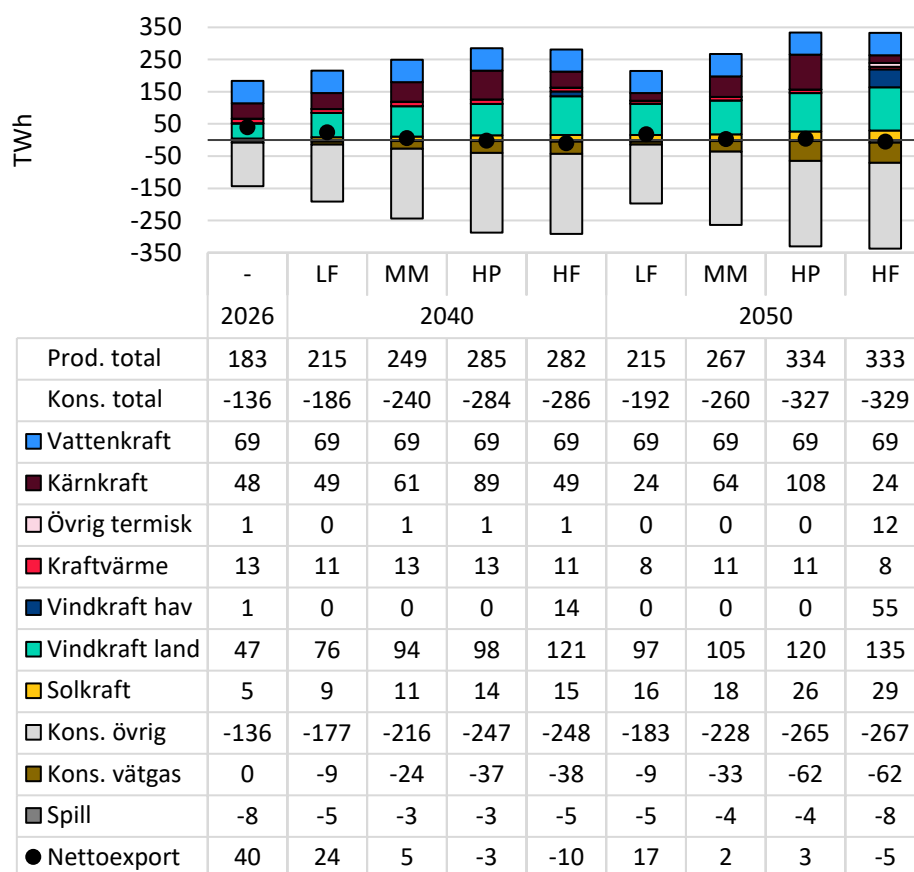
Överföringskapaciteten antas dock vara konstant mellan scenarierna och endast nätinvesteringar med fattade inriktningsbeslut ingår. Syftet är att analysera behovet av framtida förstärkningar i de olika scenarierna snarare än ett system där dessa redan är genomförda, vilket innebär att överföringskapaciteten kan vara underskattad, särskilt mot 2050.

De fyra scenarier som tagits fram i LMA presenteras nedan kortfattat ur ett svenskt perspektiv:

- Låg förnybart (LF): Lägre elektrifieringstakt. Tillkommande produktion utgörs främst av förnybar kraft.
- Medel mixat (MM): Medelhög elektrifieringstakt. Viss utbyggnad av kärnkraft förekommer.
- Hög planerbart (HP): Hög elektrifieringstakt med relativt omfattande utbyggnad av kärnkraft i Sverige.
- Hög förnybart (HF) Hög elektrifieringstakt där tillkommande produktion huvudsakligen består av förnybar kraft.

Scenarierna sträcker sig till 2050 och analyserna fokuserar främst på 2040 och 2050, men simuleringsresultat för 2026 i linje med Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys presenteras även som referens. I

följande figur visas årsmedel över de 44 väderår som simulerats för elproduktion, elanvändning och nettoexport för Sverige i de fyra scenarierna.



Det simulerade elbehovet i Sverige år 2050 varierar i LMA2026 mellan cirka 192 och 329 TWh, vilket är lägre än motsvarande spann i LMA2024 (209–365 TWh). Nedrevideringen förklaras främst av ökad osäkerhet och försämrade förutsättningar för flera industriprojekt kopplade till den gröna omställningen. Samtidigt har nya projekt tillkommit och flera befintliga initiativ nått en högre mognadsgrad, vilket sammantaget innebär en fortsatt kraftig ökning av efterfrågan på el.

Skillnaderna mellan scenarierna förklaras bland annat av variationer i omställningstakt, elektrifiering via vätgas, energieffektivisering och digitalisering. Utvecklingen är dock förenad med stora osäkerheter. Exempelvis kan en snabbare utbyggnad av datacenter leda till ett högre elbehov än vad som antagits i LMA2026. Samtidigt är en stor del av efterfrågan koncentrerad till ett fåtal projekt och aktörer, vars genomförande kan få stor påverkan på den framtida efterfrågeutvecklingen.

I SE1 utgörs en stor del av den tillkommande elanvändningen av satsningar på produktion av fossilfritt stål och järnsvamp, särskilt i scenarierna HF och HP. Förutsättningarna för dessa investeringar är osäkra och starkt beroende av elprisnivåer, flexibilitet i vätgasanvändningen samt utvecklingen av naturgas- och utsläppspriser. Även tillgången till kostnadseffektiv elproduktion, särskilt landbaserad vindkraft, liksom överföringskapaciteten inom och från norra Sverige, är centrala faktorer för investeringarnas konkurrenskraft.

För att möta den ökade efterfrågan krävs en historiskt hög utbyggnadstakt av elproduktion. Produktionskapaciteten har dels antagits exogent som indata till modellen, dels bestämts endogent genom investeringsmodellering utifrån antaganden om utbyggnadspotential och kostnader. En viktig skillnad jämfört med LMA2024 är att tre av sex befintliga svenska kärnkraftsreaktorer i LF och HF antas ha tekniska förutsättningar för livstidsförlängning, vilket också realiserats i scenarierna. Motsvarande scenarier i LMA2024 (SF och EF) utgick däremot från att samtliga reaktorer avvecklades efter 60 års drift. I MM och HP antas samtliga reaktorer ha tekniska förutsättningar för livstidsförlängning vilket också genomförs i investeringsoptimeringen.

Scenarierna har analyserats både kvantitativt och kvalitativt utifrån bl.a.:

- Energibalanser, flöden och elpriser i Sverige och omvärlden,
- långsiktigt överföringsbehov inom Sverige och till utlandet,
- förutsättningar för balansering av elsystemet,
- utveckling av rotationsenergi och andel omriktaransluten produktion,
- resurstillräcklighet i Sverige och
- flexibilitet.

Dessutom har fördjupade analyser genomförts för att uppskatta kostnader för balansering i de olika scenarierna och för att belysa konsekvenserna av uteblivna reinvesteringar i befintliga kabelförbindelser. Därutöver har förutsättningarna för fossilfri stålproduktion i norra Sverige analyserats, eftersom denna sektor svarar för en betydande del av den förväntade efterfrågeökningen i scenarierna.

Likt tidigare LMA-rapporter visar scenarierna på en kraftig förändring av elsystemet jämfört med idag. Elektrifieringen leder till förändrade prisnivåer och handelsflöden. Elpriserna tenderar att jämnas ut både inom Sverige och mellan Sverige och omvärlden, samtidigt som de blir mer volatila och i högre grad styrs av variationer i produktionen. Inom Sverige ökar andelen timmar med norrgående handelsflöden. Sammantaget blir

elsystemet mindre förutsägbart och variationen mellan möjliga driftfall ökar.

Simuleringsresultaten pekar på flera centrala utmaningar. De viktigaste slutsatserna och behoven för vidare arbete sammanfattas nedan:

- Den kraftigt ökade efterfrågan på el i norra Sverige, framför allt kopplad till omställningen av järn- och stålindustrin via vätgas, får stor påverkan på resultaten. Den nuvarande prisgradienten med lägre elpriser i norr och högre i söder jämnas ut, och i scenarier med högst efterfrågan på el blir priset i SE1 högre än i övriga elområden.
- Analys av ytterligare 500 MW överföringskapacitet på svenska snitt visar generellt hög total elmarknadsnytta, både på snitt inom Sverige och gentemot angränsande länder, fram till år 2050. Nyttan av att förstärka Snitt 1 ökar över analysperioden, framför allt i scenarierna HP och HF, drivet av den kraftiga efterfrågeökningen i norra Sverige. För Snitt 2 är nyttan högst i scenarierna LF och HF, som har störst andel förnybar elproduktion. Jämfört med 2026 minskar dock generellt nyttan av ytterligare förstärkningar av Snitt 2, vilket är en naturlig följd av den redan antagna kapacitetsökningen genom investeringsprogrammet NordSyd.
- Även nyttan av att öka överföringskapaciteten på befintliga förbindelser till kontinenten är fortsatt betydande fram till 2050, trots minskade prisskillnader mellan länder. I takt med att Europa får en allt större andel väderberoende elproduktion kvarstår därmed ett högt värde av överföringskapacitet, även när årsmedelpriserna mellan områden konvergerar. En känslighetsanalys visar att utebliven förnyelse av äldre HVDC-förbindelser mellan Sverige och Polen, Tyskland, Finland respektive Danmark ökar behovet av planerbar termisk kapacitet främst i de länder som förbindelserna går till. Samtidigt försämras förutsättningarna för vindkraft relativt solkraft i Sverige i ett 2050-perspektiv, medan antalet timmar med höga priser ökar och antalet nollpristimmar minskar. Sammantaget indikerar detta ett mer ansträngt elsystem med ökat behov av dyrare produktion och minskade möjligheter till prisutjämning via handel mellan elområden.

- En ökad andel vind- och solkraft gör elsystemet mer variabelt och ökar behovet av reserver för att hantera prognososäkerhet och variationer i produktionen. Detta leder till större flödesvariationer, mer volatila elpriser och ökade incitament för flexibel produktion och konsumtion. Analysen visar att behovet av reserver och som följd kostnaderna för balansering ökar i samtliga scenarier. Dock är skillnaderna mellan scenarierna små i förhållande till den totala kostnaden för elproduktionen.
- För resurstillräcklighet är flexibilitet i elanvändningen avgörande i scenarier med hög efterfrågan. Simuleringar visar att om antagandet om prisberoende elanvändning för vätgasproduktion och elektrobränslen tas bort uppstår ett betydande antal bristtimmar. Detta understryker behovet av att utveckla incitament för flexibel elanvändning.
- Utbyggnaden av väderberoende elproduktion gör elsystemet mer variabelt, vilket innebär fler timmar med låg rotationsenergi och en högre andel omriktaransluten produktion. För att möta denna utveckling kan både nya tekniska lösningar – såsom nätformande omriktare och syntetisk svängmassa – och mer traditionella åtgärder, exempelvis synkronkompensatorer, användas. Utmaningarna är störst i scenarier där delar av kärnkraften avvecklas, medan scenarier med kvarvarande och utbyggd kärnkraft ger högre rotationsenergi och därmed ett mindre behov av tillförda förmågor. Detta indikerar att ytterligare åtgärder kan krävas för att upprätthålla frekvensstabiliteten framöver, särskilt om minskad kärnkraft leder till lägre rotationsenergi. Analysen visar att dagens FFR är kostnadseffektiv vid låg rotationsenergi i det nuvarande systemet. Kostnadsnivåerna är högre i scenarierna LF och HF, men fortfarande låga jämfört med andra kostnader.

Den utveckling som beskrivs i scenarierna ställer ökade krav på Svenska kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet. Ett proaktivt arbetssätt är nödvändigt för att säkerställa ett kraftsystem som är hållbart, robust och kostnadseffektivt. Svenska kraftnät bedriver därför ett omfattande utvecklingsarbete, där flera initiativ och projekt pågår parallellt.

I Svenska kraftnäts nya instruktion från den 1 augusti 2025 har myndigheten fått ett utökat ansvar för att skapa förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning samt för en samordnad långsiktig planering av det nationella

elsystemet. Som en del av detta kommer Svenska kraftnät att införa ett planeringsscenario för elsystemplaneringen, kompletterat med olika utvecklingsvägar för att hantera osäkerheter och risker. LMA2026 har inte tagits fram med ett sådant planeringsscenario som utgångspunkt. Medel Mixat (MM) är dock det scenario vars bakomliggande förutsättningar för elsystemets utveckling i nuläget bedöms ligga närmast ett sådant planeringsscenario. Arbetet med att utveckla ett fullständigt planeringsscenario planeras att inledas under hösten 2026.

Samtidigt krävs att hela energisystemets aktörer samverkar för att möjliggöra en effektiv omställning. Detta omfattar bl.a. förbättrad prognos- och scenariosamverkan samt en snabbare utbyggnad av produktion och elnät. Om elsystemet inte utvecklas i takt med förändrade produktions- och konsumtionsmönster riskerar klimat- och energipolitiska mål att försvåras, med negativa konsekvenser för samhällsekonomi och välfärd. För att lyckas med omställningen krävs att utbyggnad av produktion, överföring och flexibilitet sker samordnat och i rätt takt.



1 Inledning

Svenska kraftnät är systemansvarig för överföringssystemet i Sverige och ansvarar för att förvalta och utveckla transmissionsnätet. Uppdraget innebär att övervaka och balansera elsystemet dygnet runt samt planera och genomföra investeringar i nya ledningar samt anpassningar av elsystemet för att möta framtidens elbehov. Långsiktiga scenarioanalyser är ett viktigt verktyg i detta arbete eftersom de bidrar till att identifiera framtida behov och utmaningar och därmed möjliggör ett mer proaktivt agerande.

Framtidsanalyser baserade på scenarier har länge utgjort en central grund för Svenska kraftnäts planering. Eftersom omvärlden förändras över tid behöver scenarierna regelbundet uppdateras för att spegla politisk, teknisk och ekonomisk utveckling. Sedan 2016 bedrivs ett återkommande arbete med att ta fram scenarier och analysera elsystemets utveckling inom ramen för den långsiktiga marknadsanalysen (LMA). Denna rapport är den femte i ordningen och publiceras under benämningen LMA2026.

1.1 Syfte

Det övergripande syftet med LMA är att bidra med kunskap och analys som stöd för Svenska kraftnäts långsiktiga planering av elsystemet. Investeringar i elsystemet, inklusive elmarknadens utformning, kännetecknas av långa ledtider och komplexa genomförandeprocesser samtidigt som anläggningar och marknadsmekanismer ska fungera under lång tid. Beslut om investeringar och förändringar i marknadsutformningen behöver därför fattas i god tid och bygga på långsiktiga analyser av framtida behov.

Scenarierna i LMA2026 sträcker sig till år 2050. Eftersom utvecklingen på lång sikt är osäker utformas flera scenarier som tillsammans fångar ett brett utfallsrum för hur elsystemet kan utvecklas. Scenarierna är inte prognoser utan analysverktyg som gör det möjligt att belysa hur olika utvecklingsvägar påverkar behovet av åtgärder i elsystemet.

De långsiktiga scenarierna används kontinuerligt i Svenska kraftnäts arbete, bl.a. som underlag för att:

- identifiera behov av investeringar i transmissionsnätet,
- genomföra samhällsekonomiska analyser av nätutbyggnad, både inom Sverige och mot utlandet samt att
- stödja fördjupade analyser, exempelvis nätstudier och analyser av behovet av stödtjänster.

För att öka transparensen publiceras LMA externt. Syftet är också att stödja dialog med bransch och akademi samt att vidareutveckla antaganden, metoder och arbetssätt. LMA bidrar samtidigt till en ökad förståelse för elsystemets utveckling och de möjligheter och utmaningar som följer av denna. En gemensam systemförståelse är central eftersom omställningen kräver samverkan mellan många aktörer.

1.1.1 Ökat planeringsansvar

I Svenska kraftnäts nya instruktion¹, som trädde i kraft den 1 augusti 2025, har myndigheten fått ett utökat uppdrag. Enligt instruktionen ska Svenska kraftnät utifrån ett samhällsbyggnadsperspektiv skapa förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning i Sverige. Utifrån ett nationellt elförsörjningsperspektiv ska Svenska kraftnät verka för en samordnad långsiktig planering av det nationella elsystemet och sammanlänkningsen av detta med andra länder. Svenska kraftnät ska inom sitt verksamhetsområde verka för att leveranssäkerhetsmålet och planeringsmålet för det nationella elsystemet och de övriga energipolitiska mål som riksdagen har godkänt uppnås.

Scenarier för långsiktig utveckling kommer fortsatt att utgöra ett viktigt underlag för arbetet, men förutsättningarna för hur dessa utformas kommer att se annorlunda ut än vad det hittills gjorts inom LMA. Svenska kraftnät kommer att införa ett planeringsscenario som ska utgöra grunden för en elsystemplanering som effektivt uppfyller det nationella planeringsmålet. Planeringsscenarioet kommer att kompletteras med olika

¹ Klimat- och näringslivsdepartementet 2025, "Förordning (2025:782) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät". Länk från 2026-02-03: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-2025782-med-instruktion-for_sfs-2025-782/

utvecklingsvägar för att möjliggöra en bedömning av risker och osäkerheter kopplad till olika behov och åtgärder.

LMA2026 har inte tagits fram med ett sådant planeringsscenario som utgångspunkt. Medel Mixat (MM) är dock det scenario vars bakomliggande förutsättningar för elsystemets utveckling i nuläget bedöms ligga närmast ett sådant planeringsscenario. Antaganden och modellering kommer successivt att justeras och harmoniseras i riktning mot ett mer sammanhållet planeringsscenario, där MM fungerar som referensfall under övergångsperioden.

Arbetet med att ta fram ett fullständigt planeringsscenario planeras att påbörjas under hösten 2026.

1.2 Avgränsningar

I Tabell 1 nedan listas de viktigaste avgränsningarna med LMA2026.

Avgränsning	Beskrivning	Konsekvens
Ingen nät-modellering	Ingen explicit modellering av begränsningar eller behov av nätutbyggnad inom elområden (se även avsnitt 2.3).	Risk för att lokala begränsningar och kostnader underskattas och att pris- och produktionsvariationer blir mer utjämnade än i verkligheten.
Geografisk avgränsning	Norden och utvalda europeiska länder modelleras explicit. Urvalet omfattar de viktigaste systemen men inte hela Europa (se även avsnitt 2.3).	Vissa externa marknadsdynamiker och indirekta effekter från övriga Europa fångas inte fullt ut.
Nät-förstärkningar	Endast förstärkningar av kapacitet över elområdesgränser med inriktningsbeslut inom Sverige och mot grannländer inkluderas (se även avsnitt 0).	Överföringskapacitet kan underskattas, vilket kan ge högre utbyggnad av produktion i vissa elområden än om det fanns ökade export- och importmöjligheter.
Marknads-antaganden	Perfekta marknadsförutsättningar antas, där investeringar sker rationellt utan störningar såsom kris eller krig. Analysen beaktar inte marknadsdesign eller förändringar i utformningen.	Ger en idealiserad utvecklingsbana utifrån antagna scenarieförutsättningar där osäkerheter, extrema händelser och marknadsförändringar inte fångas/beaktas.
Efterfråge-antaganden	Samma efterfrågeutveckling antas för samtliga	Osäkerheter i framtida efterfrågan i övriga Europa

	modellerade länder utanför Norden.	underskattas och fångas inte i scenarioanalysen.
Bränslepriser och priser på utsläppsrätter	Samma priser på bränslen och utsläppsrätter tillämpas i samtliga scenarier.	Osäkerheter i framtida utvecklingen fångas inte i scenarioanalysen.
Förenklad modellering av fjärrvärme och vätgas	Övriga energibärare förutom el, som värme och vätgas, modelleras inte explicit i modellen, utan genom förenklade antaganden om restriktioner för elproduktion från kraftvärmeverk och flexibilitet i elanvändning till vätgas.	Resultaten ger en god bild av elsystemets dynamik men kan underskatta eller överskatta potentialen för flexibilitet, lagring och lastförskjutning från värme- och vätgassektorn. Därmed fångas inte fullt ut synergier, konkurrens om resurser eller optimala investeringsnivåer mellan sektorerna, vilket kan påverka bedömningar av effektbehov, elpriser och kostnader.
Inga ramp-restriktioner	Flöden på förbindelser och termisk produktion tillåts förändras fritt inom tillgänglig kapacitet. I verkligheten begränsas dock sådana förändringar av rampingrestriktioner och tekniska egenskaper.	Full ramping innebär att modellen sannolikt överskattar elsystemets flexibilitet och underskattar behovet av reserver, lagring och andra flexibilitetsresurser för att hantera snabba förändringar i produktion och efterfrågan. Detta kan även jämna ut prisbildningen i modellen.
Aggregerad modellering	Kraftverk, där särskilt vattenkraften har betydelse för Norden, modelleras mer aggregerat än i verkligheten för att hålla modellkomplexiteten hanterbar.	Kortvariga pristopp och lokala begränsningar fångas sämre, särskilt i elområden där vattenkraften dominerar prisbildningen.

Tabell 1. Sammanställning av avgränsningar i LMA2026 samt en kortfattad bedömning av deras konsekvenser för studiens resultat.

1.3 Scenarioarbetet på europeisk, nordisk, och nationell nivå

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

På europeisk nivå bedrivs scenarioarbetet i samarbete mellan ENTSO-E och ENTSG². Vartannat år tar dessa organisationer fram scenarier inom ramen för Ten-Year Network Development Plan (TYNDP). Dessa scenarier ligger sedan till grund för mer fördjupade analyser, bl.a. av utbyggnadsbehovet i elnäten och av den samhällsekonomiska lönsamheten i investeringsprojekt som ansöker om att klassas som s.k. Projects of Common Interest (PCI). En sådan klassning gör projekten stödberättigade för EU-finansiering och omfattade av särskilda, tidsbegränsade tillståndsprocesser.

De senaste scenarierna till TYNDP³ släpptes i januari 2025 och innehåller tre utvecklingsvägar: National Trends+ (NT+), Distributed Energy (DE), och Global Ambition (GA). NT+ bygger på prognoser från de nationella systemoperatörerna, medan DE och GA har tagits fram genom investeringsoptimering av de europeiska el- och gassystemen. Arbetet pågår med att ta fram scenarierna för TYNDP2026 där Svenska kraftnät också deltar.

Även på nordisk nivå finns ett samarbete kring analys av scenarier för elsystemet genom Nordic Grid Development Perspective⁴ (NGDP). Dessutom sker ett utbyte av scenariodata inom Baltic Sea Market Modelling Group (BSMMG), där de nordiska och baltiska systemoperatörerna delar sina nationella scenarier.

Svenska kraftnät genomför även årligen en omvärldsanalys för att identifiera och analysera förändringar inom energisektorn som kan påverka verksamheten. Scenarier för elsystemets utveckling tas fram och kvantifieras främst inom ramen för långsiktig marknadsanalys (LMA) och kortsiktig marknadsanalys (KMA).

² ENTSO-E och ENTSG är de europeiska samarbetsorganisationerna för systemoperatörer inom el- respektive naturgasöverföring

³ ENTSO-E och ENTSG 2025, "TYNDP 2024 Final Scenarios Report – Version January 2025", 2025. Länk från 2025-12-05: <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

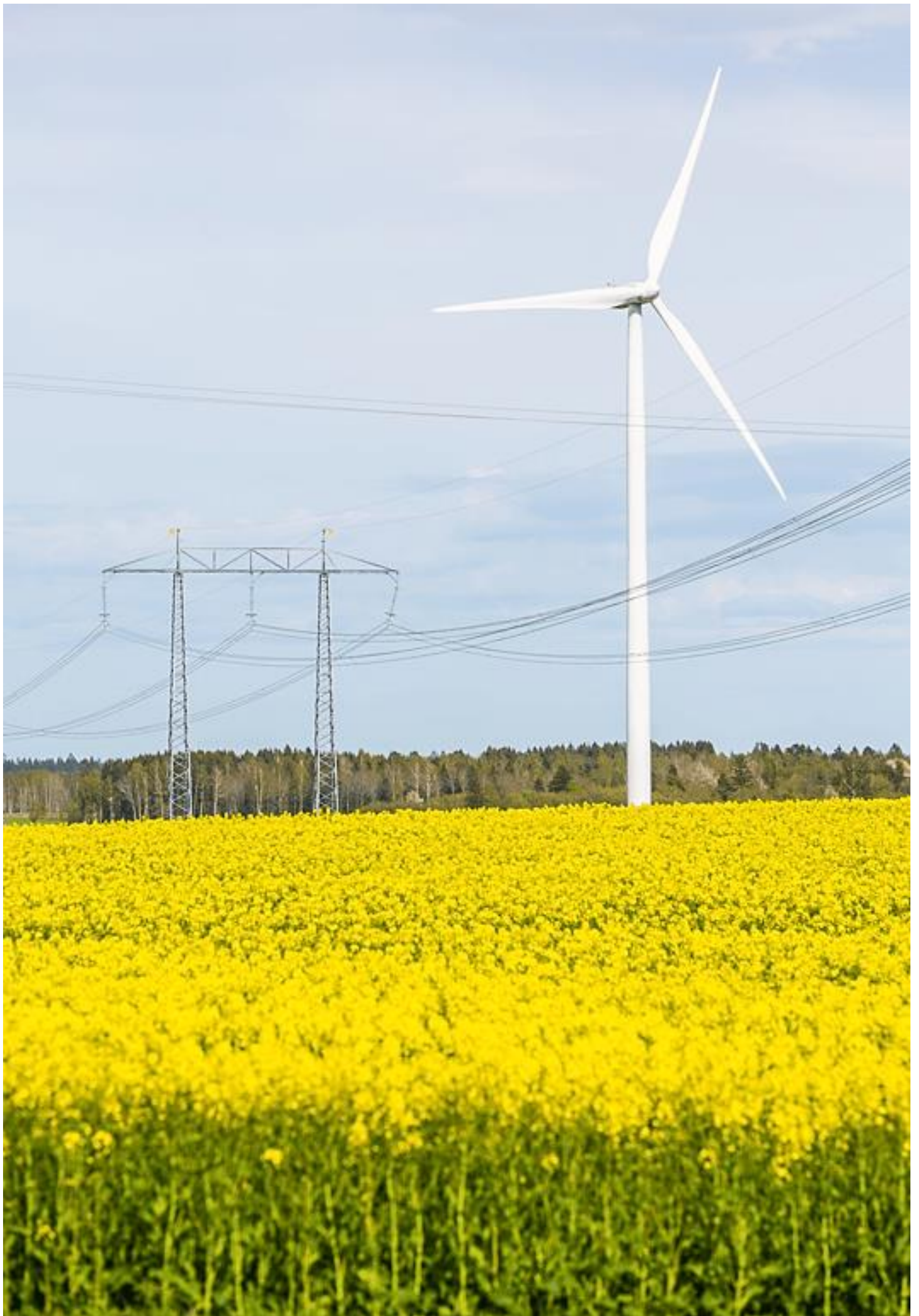
⁴ Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid, Statnett, Juni 2025, "Nordic Grid Development Perspective 2023". Länk från 2026-06-04: [Nordic Grid Development Perspective 2025](#)

1.4 Disposition

I kapitel 2 ges en övergripande beskrivning av processen för att ta fram scenarierna i LMA2026 samt hur modelleringen genomförs. I kapitel 3 presenteras de övergripande trender och drivkrafter, med fokus på Sverige, som ligger till grund för scenarierna. I kapitel 4 redovisas de kvantifierade scenarioantaganden som används i elmarknadssimuleringarna i form av efterfrågan på el, produktionskapacitet, bränslepriser, överföringskapacitet samt flexibilitet.

I kapitel 5 presenteras simuleringsresultaten för scenarierna. Kapitel 6 innehåller fördjupade analyser. Slutligen sammanfattas resultaten och de övergripande slutsatserna i kapitel 7.

I bilaga A redovisas övergripande skillnader i antagandena om elanvändning och produktionskapacitet mellan LMA2026 och föregående LMA2024. De exogena och endogena antaganden som ligger till grund för investeringsoptimeringen av produktion redovisas översiktligt i bilaga B och för batterilager i bilaga C. De kostnadsantagandena som ligger till grund för investeringsoptimeringen återfinns i bilaga D. I bilaga E presenteras produktionskapacitet per svenskt elområde.



2 Process, modellering och simulering

I detta kapitel ges en kortfattad beskrivning av processen för att ta fram scenarierna i LMA2026 samt en översikt av hur elmarknadsmodellen används för att modellera och simulera dessa.

Två centrala begrepp i kapitlet är exogen och endogen. Exogent givna antaganden utgör indata till modellen och endogena variabler bestäms inom modellen.

2.1 Processbeskrivning

Scenarioarbetet inleds med att ramar för scenarierna fastställs, exempelvis avseende tidshorizont, antal scenarier samt centrala drivkrafter och osäkerheter. Därefter tas kvalitativa scenarier fram som beskriver hur omvärld, samhälle och elsystem utvecklas över tid i respektive scenario. För att stärka underlaget till scenarioarbetet i LMA2026 har synpunkter från branschaktörer samlats in genom en enkät i inledningen av arbetet. De kvalitativa scenarierna kvantifieras sedan genom exogena antaganden om bl.a. bränslepriser, elanvändning, överföringskapacitet, elproduktionskapacitet samt potential och kostnader för nyinvesteringar i elproduktion respektive flexibilitet.

Antaganden om framtida elanvändning bygger främst på Svenska kraftnäts anslutningslista för Sverige samt nationella och europeiska scenariounderlag för övriga länder. För Norden har scenarier och sektorsantaganden från bl.a. Statnett och BSMMG anpassats till respektive scenario, medan antaganden för övriga Europa baseras på TYNDP2024. Mer detaljerad beskrivning av antagandena för elanvändningen hittas i avsnitt 4.1.

Scenarierna färdigställs därefter med genom investeringsoptimering (se även avsnitt 2.2) som används för att identifiera en kostnadseffektiv utbyggnad av elsystemet utifrån de kvantifierade antagandena i respektive scenario. Resultatet omfattar modellbaserade, endogena, investeringar i ny produktionskapacitet. Baserat på resultaten från investeringsoptimeringen kan vissa antaganden behöva justeras, vilket innebär att scenarierna utvecklas iterativt för att säkerställa intern konsistens.

Därefter simuleras scenarierna i elmarknadsmodellen och resultatet omfattar bl.a. energibalanser, flöden och elpriser. Utifrån scenarierna genomförs även ytterligare analyser, exempelvis av överföringsbehov och resurstillräcklighet. Det samlade resultatet utgör ett underlag för långsiktig analys och planering av elsystemets utveckling.

2.2 Investeringsoptimering

I LMA2026 har antaganden om elproduktionskapaciteten fram till 2030 implementerats exogent i modellen och är gemensamma för samtliga scenarier. Även efter 2030 har viss produktionskapacitet lagts in exogent.

Utöver dessa antaganden tillåts modellen göra endogena investeringar i ny elproduktion genom en investeringsoptimeringsmodul i elmarknadsmodellen BID3. Vilka produktionsteknologier som byggs ut, och i vilken omfattning, beror bl.a. på:

- kostnadsantaganden, exempelvis investerings- och driftkostnader,
- avkastningskrav,
- utbyggnadspotential, dvs. var och i vilken omfattning olika teknologier kan byggas ut,
- framtida efterfrågan på el

Förenklat är målet i simuleringen att tillgodose efterfrågan på el till lägsta möjliga totala kostnad.

Investeringsoptimeringen baseras på en förenklad elmarknadssimulering för att göra beräkningen av investeringar beräkningsmässigt hanterbar, vilket bl.a. innebär en upplösning på två timmar och simulering av fem väderår. I denna optimering används även antagandet om perfekt information, vilket innebär att modellen antas ha fullständig information om framtida utveckling av exempelvis efterfrågan, inflöden och tillgänglig produktion över hela den analyserade tidsperioden. Detta innebär att drift- och lagringsbeslut kan planeras optimalt över tiden utan osäkerhet om framtida utfall.

Efter investeringsoptimeringen genomförs en mer detaljerad elmarknadssimulering där bl.a. vattenvärden och lagernivåer simuleras på timbasis över hela tidsserien med 44 väderår med hänsyn till hur resurserna används och sparas mellan olika tidsperioder. Denna körning ger en mer realistisk representation av systemets drift och prisbildning. Till följd av skillnaderna i modellupplägg mellan investeringsoptimeringen och den detaljerade elmarknadssimuleringen kan vissa justeringar av

scenarier behöva göras i efterhand baserat på resultaten från elmarknadssimulering.

2.3 Kapacitetstilldelning och geografisk indelning

Simuleringarna är baserade på NTC (Net Transfer Capacity), dvs. fördefinierade överföringskapaciteter mellan elområden. Modellen beaktar därmed inte begränsningar eller behov av nätutbyggnad inom elområden.

Att överföringsbegränsningar modelleras med en NTC-baserad representation innebär en förenkling jämfört med den flödesbaserade kapacitetsberäkning som används i den europeiska marknadskopplingen. Därmed beaktas inte de effekter som flödesbaserad kapacitetstilldelning kan ha på exempelvis elpriser och handelsmönster. Efter färdigställandet av LMA2026 avses scenarierna implementeras i en marknadsmodell med en detaljerad nätbeskrivning och flödesbaserad kapacitetstilldelningsmetodik, inte minst för att möjliggöra fördjupade analyser kopplade till Svenska kraftnäts utökade planeringsansvar.

Därutöver baseras modelleringen på dagens elområdesindelning. Enligt EU:s regelverk ska medlemsländerna regelbundet se över indelningen i elområden för att säkerställa att de speglar de strukturella flaskhalsarna i transmissionsnätet. Ett sådant arbete pågår hos Svenska kraftnät, men eftersom det ännu inte finns något beslut om en förändrad elområdesindelning har LMA-analysen utgått från den nuvarande strukturen. Sammantaget bedöms dock konsekvenserna av dessa förenklingar vara begränsade i ett långsiktigt perspektiv, särskilt i relation till de betydande osäkerheter som präglar scenarier med tidshorisont fram till 2050.

Utöver Norden och Baltikum (Estland EE, Lettland LV, Litauen LV) modelleras Belgien (BE), Frankrike (FR), Nederländerna (NL), Polen (PL), Storbritannien (UK) och Tyskland (DE) explicit. Kopplingen till resterande Europa representeras med fasta handelsflöden baserade på simuleringsresultat från scenario NT+ i TYNDP. Denna förenkling har gjorts dels för att fokusera kvalitetssäkring och analyser till de närliggande länder som Norden har förbindelser med och som har störst betydelse för simuleringsresultaten, dels för att möjliggöra investeringsoptimering över hela den modellerade geografien. I LMA2026 genomförs investeringsmodelleringen i BID3 för samtliga explicit

modellerade länder till skillnad från LMA2024 där lönsamhetsbedömningar enbart gjordes för Norden. Sammantaget ger detta mer konsekventa och realistiska resultat.

2.4 Analysår och väderår

Scenarierna byggs ut med hjälp av investeringsoptimering för analysåren 2040 och 2050.

Simuleringarna genomförs med olika väderdata för att fånga variationer i produktion och elanvändning. Väderförhållanden påverkar elsystemet på flera sätt: nordisk vattenkraftproduktion är starkt kopplad till nederbörd och snösmältning, produktion från vind- och solkraft styrs av vindförhållanden respektive solinstrålning och elanvändningen påverkas av temperaturer, särskilt i länder med elbaserad uppvärmning. Variationer mellan år blir allt viktigare i takt med att andelen vind- och solkraft ökar.

För den detaljerad elmarknadssimuleringen används historisk väderdata för 1980 till 2023, 44 så kallade väderår. Tillrinningsserierna för Sverige har justerats för att motsvara ett klimat omkring 2030, där exempelvis vårfloden inträffar något tidigare. Vindserierna har anpassats för att spegla teknikutveckling med högre utnyttjandegrad i modernare turbiner.

Investeringsoptimeringen baseras på ett urval av väderår (1987, 1997, 2015, 2018 och 2023) som, efter tester, har visat god överensstämmelse med resultaten från den detaljerad elmarknadssimuleringen. Urvalet har gjorts för att göra optimeringen beräkningsmässigt och tidsmässigt hanterbar.

2.5 Tidsupplösning

I den detaljerade elmarknadssimuleringen används timupplösning. Den 30 september–1 oktober övergick dock hela Europa till 15-minutersperioder på dagen före-marknaden, vilket innebär att elhandel och balansavräkning nu sker per var 15:e minut istället för per timme på alla elmarknader. Syftet med övergången är att ge planering och handel bättre förutsättningar att hantera variationer i elsystemet som ökar i takt med mer förnybar och väderberoende elproduktion.

Övergången till 15-minutersperioder påverkar prisfluktuationer och balanshantering. Osäkerheterna i långsiktiga scenarier, exempelvis avseende teknikutveckling och investeringar, bedöms dock betydligt större än de förenklingar som uppstår genom timupplösning. Därmed

bedöms timupplösning vara tillräcklig för att fånga de huvudsakliga systemeffekterna i analysen. Det finns dessutom möjlighet att dela upp timresultaten i kvartar vid behov, exempelvis för studier av balanseringsbehov.

2.6 Modellvalidering

Inför LMA2026 har en generell översyn gjorts för antaganden i BID3 för termiska kraftverk och väderberoende profiler. Termiska kraftverk i modellen baseras för de nordiska länderna på en egen kraftverksdatabas som uppdateras kontinuerligt och för länder på kontinenten på PEMMDB (Pan-European Market Modelling Database), som är en gemensam databas som sammanställs av ENTSO-E och bygger på insamlad data från europeiska TSO:er.

För väderberoende profiler har modellen uppdaterats med profiler utifrån PECD 4.2⁵ som har väderdata för 1980-2023. Profiler som används från PECD är:

- Profiler för vindkraft
- Profiler för solkraft
- Temperaturprofiler som används för modellering av temperaturberoende elanvändning (generell last och last från värmepumpar) samt "must-run" produktion från kraftvärme
- Tillrinningsprofiler för vattenkraft (utom för Norden, där aggregerade profiler från EMPS och NVE⁶ används)

En förändring jämfört med tidigare är att den temperaturberoende produktionen från kraftvärme nu modelleras med väderårsspecifika profiler, för att på så sätt fånga t.ex. korrelation mellan kraftvärmeproduktion och elanvändning. Genom att samtliga temperaturberoende profiler baseras på samma underliggande väderdata (PECD baseras på ERA 5⁷) så fångas på bästa sätt korrelationer mellan olika typer av väderberoende produktion och elanvändning.

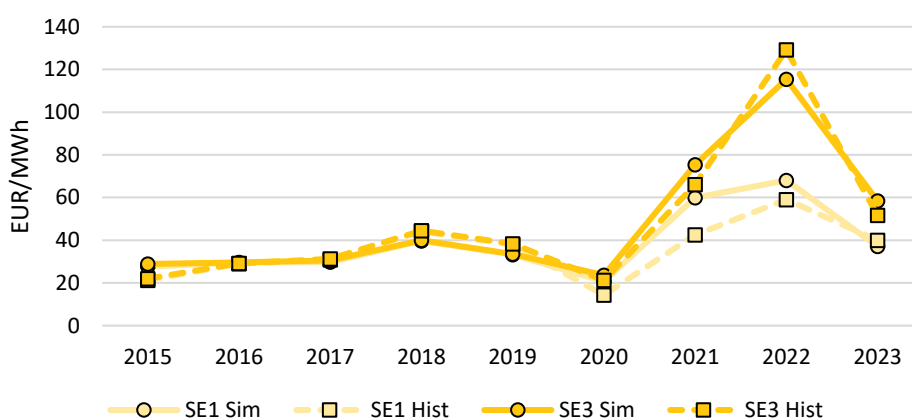
⁵ ECMWF, "Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections", Climate Data Store. Länk: <https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/sis-energy-pecd?tab=download>

⁶ NVE, "Väderdataset för kraftsystemmodeller", 2024. Länk: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/vaerdatasett-for-kraftsystemmodellene/>

⁷ Globalt väder- och klimatdataset (reanalysdata) från European Centre for Medium-Range Weather Forecasts inom Copernicus Climate Change Service. Datasetet innehåller historiska timvisa data för bl.a. temperatur, vind, nederbörd och solinstrålning.

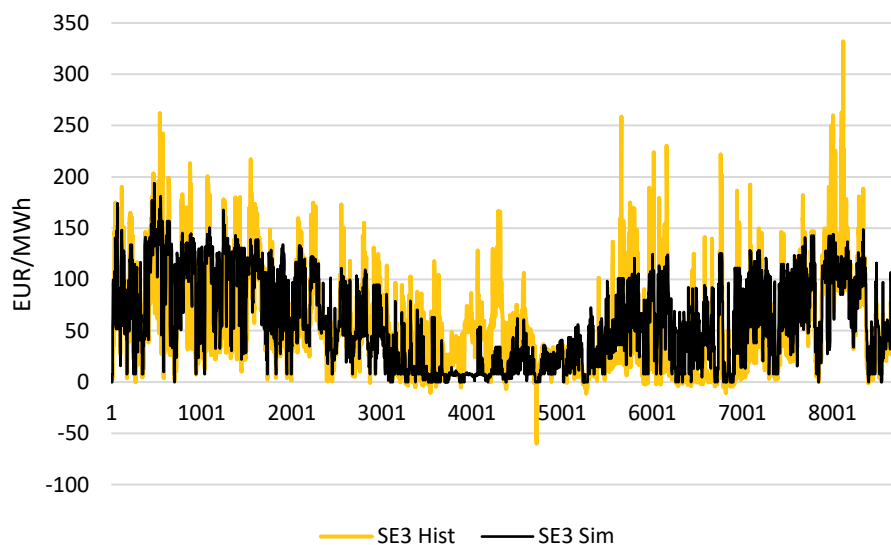
Som en del av arbetet med uppdatering av kraftverks- och väderdata har modellen backtestats mot åren 2015-2023, primärt för de nordiska länderna, för att kalibrera antaganden för termisk produktion och vattenkraft och säkerställa att modellen ger rimliga resultat.

Figur 1 visar simulerade och historiska årsmedelpriser för SE1 och SE3 för åren 2015-2023. Simuleringarna har gjorts på timbasis med vattenvärden där Norden och Baltikum samt modellerade länder på kontinenten simuleras explicit. Generellt ger modellen bra överensstämmelse med historiska priser över tid. Den fångar relativt väl den prisskillnad som uppstår mellan norra och södra Sverige i och med energikrisen år 2021-2022, även om prisskillnaden i modellen är något mindre än i verkligheten. Detta kan t.ex. förklaras av att modellen inte har tillgång till årsspecifika profiler för överföringskapaciteten på Snitt 2, och därför i högre grad kan optimera överföringen för att få mindre prisskillnader.

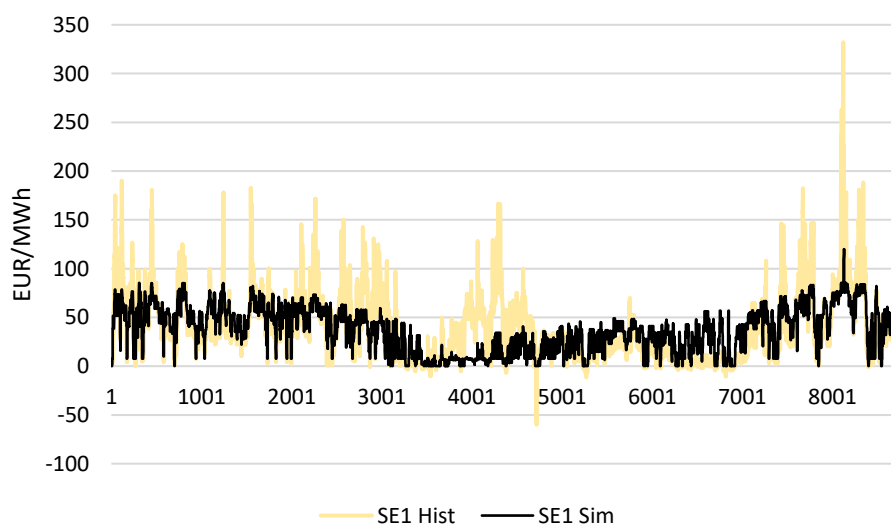


Figur 1. Simulerade och historiska årsmedelpriser för SE1 och SE3 för åren 2015-2023.

Figur 2 och Figur 3 visar simulerade priser på timbasis för SE1 och SE3. Generellt stämmer perioder av höga respektive låga priser i modellen med historiska priser, och vattenvärdena fångar den variation av priser som ses över året med högre priser under vintern och lägre priser på sommaren. Dock har modellen svårt att fånga de höga pristoppar som uppstår, t.ex. i slutet av 2023. Detta gäller framför allt i SE1 men även i viss utsträckning i SE3.



Figur 2. Simulerade och historiska timpriser för SE3 för år 2023.



Figur 3. Simulerade och historiska timpriser för SE1 för år 2023.

Att fundamentala elmarknadsmodeller har svårt att fånga toppar i elpriset är ett generellt fenomen som bl.a. beror på att modelleringen av kraftverk i modellen är mer aggregerad än i verkligheten för att göra modellkomplexiteten hanterbar. Det kan också bero på att en del produktion budar in till högre priser än sin kortsiktiga marginalkostnad, vilket inte fångas i modellen, samt att modellen inte har tillgång till fullständig information om t.ex. överföringskapacitet och tillgänglighet för kraftverk som alla kan bidra till att driva upp priset specifika timmar.

Effekten av aggregering gäller framför allt vattenkraften, som i BID3 modelleras aggregerat som ett kraftverk per elområde med reglerat och oreglerat inflöde. Detta påverkar framför allt SE1, där vattenkraften helt dominerar prisbildningen, medan pristopparna i SE3 bestäms mer av termiska kraftverk och därför är lättare att fånga i modellen.

Sammantaget har modellen uppdaterats med aktuell kraftverksdata och väderberoende profiler från PECD 4.2 för att ge konsistent modellering av olika typer av väderberoende produktion och elanvändning. Backtestning av simulerade priser för åren 2015-2023 visar att modellen ger bra överensstämmelse med historiska priser både på årsbasis och timbasis. En begränsning i modellen är att det är relativt svårt att fånga pristopp, särskilt i områden där produktionen övervägande består av vattenkraft. Inte heller negativa priser fångas, vilket blivit vanligare i Norden de sista åren. Detta bör tas i åtanke när t.ex. resultat för simulerade priser visas, att modellen underskattar prisvolatiliteten jämfört med verkligheten. Samtidigt påverkas inte den totala elmarknadsnyttan i samma utsträckning av prisvolatiliteten eftersom ett högre pris under enstaka timmar kan kompenseras av ett lägre pris andra timmar.



3 Övergripande scenariobeskrivning

De trender och drivkrafter som ligger till grund för de scenarier som tagits fram i LMA2026 beskrivs översiktligt i detta kapitel, med fokus på Sverige.

I LMA2026 har fyra scenarier utformats med olika antaganden om elanvändning och inriktning för elproduktionen. Scenarionamnen är konstruerade så att det första ordet beskriver elektrifieringstakten, medan det andra huvudsakligen anger förutsättningarna för tillkommande elproduktion. Benämningarna avser utvecklingen i Sverige, även om liknande trender i stor utsträckning återfinns även i övriga simulerade länder.

I punktlistan nedan presenteras scenarierna översiktligt.

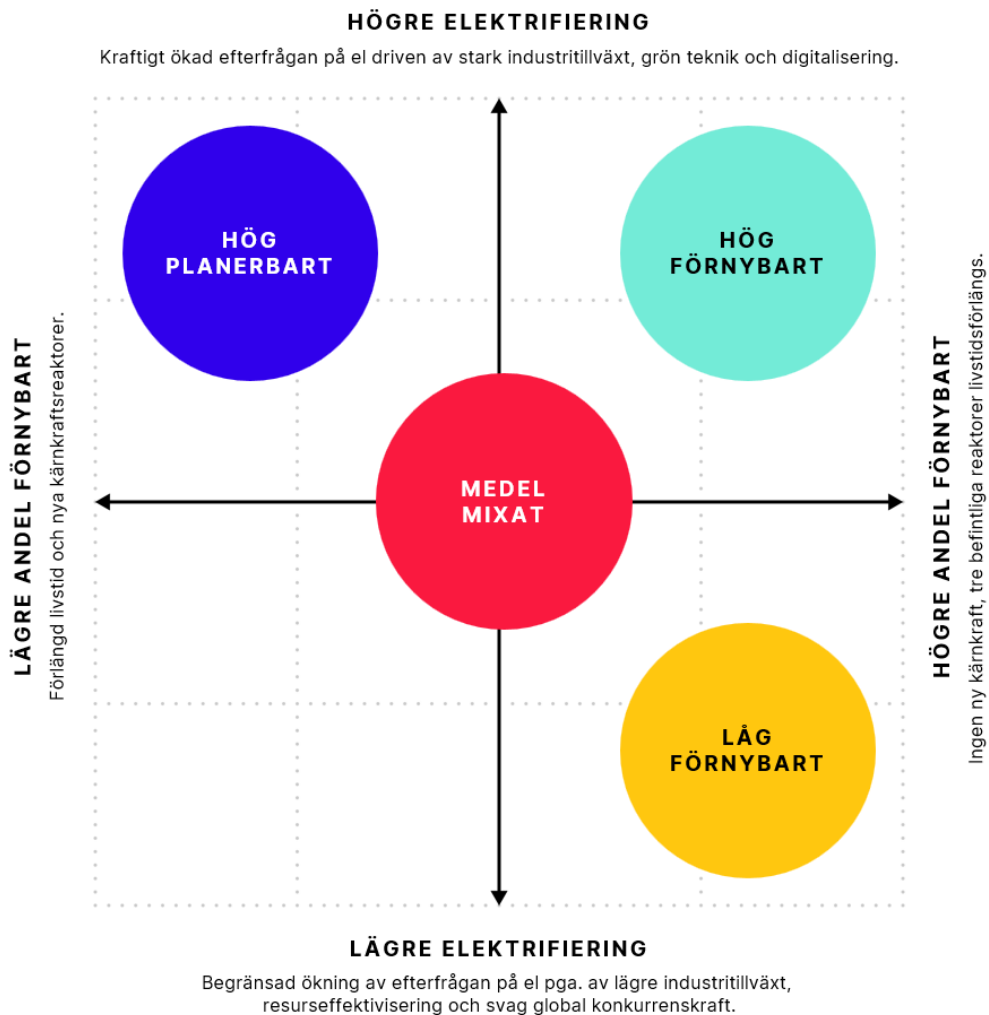
- Låg förnybart (LF): Lägre elektrifieringstakt än övriga scenarier. Tillkommande produktion utgörs främst av förnybar kraft. Befintlig kärnkraft livstidsförlängs delvis.
- Medel mixat (MM): Medelhög elektrifieringstakt i relation till övriga scenarier. Befintlig kärnkraft livstidsförlängs och viss utbyggnad av kärnkraft förekommer.
- Hög planerbart (HP): Hög elektrifieringstakt med relativt omfattande utbyggnad av kärnkraft i Sverige samtidigt som befintlig kärnkraft livstidsförlängs.
- Hög förnybart (HF): Hög elektrifieringstakt där tillkommande produktion huvudsakligen består av förnybar kraft. Befintlig kärnkraft livstidsförlängs delvis.

Scenarionamnen skiljer sig från föregående LMA, men utvecklingsbanorna i LMA2026 motsvarar i stort sett samma inriktningar⁸ som scenarierna i LMA2024. I Bilaga A redovisas övergripande skillnader i antagandena om

⁸ Generellt kan "Småskaligt förnybart" (SF) i LMA2024 jämföras med "Låg förnybart" i LMA2026, medan "Färdplaner mixad" (FM) ligger nära "Medel mixat". Vidare motsvarar "Elektrifiering planerbart" (EP) "Hög planerbart", och slutligen ligger "Elektrifiering förnybart" (EF) i huvudsak i linje med "Hög förnybart".

elanvändning och produktionskapacitet mellan LMA2026 och föregående LMA2024.

I Figur 4 illustreras hur scenarierna, ur ett svenskt perspektiv, förhåller sig till varandra utifrån två scenarioaxlar: elektrifieringstakt och andel förnybar elproduktion.



Figur 4. Översiktlig illustration av hur scenarierna i LMA2026 förhåller sig till varandra utifrån två scenarioaxlar: elektrifieringstakt och andel förnybar elproduktion. Illustrationen avser utvecklingen i Sverige.

3.1 Ökad efterfrågan på el för att klara energiomställningen

För att bromsa klimatförändringarna krävs att de globala utsläppen av växthusgaser upphör. EU har som mål att nå netto-nollutsläpp 2050, medan Sverige har satt målet till 2045. Den pågående elektrifieringen av sektorer, som idag använder fossila bränslen, är en central del av klimatarbetet. Detta innebär att fossila bränslen ersätts med el från fossilfria energikällor, vilket förväntas leda till en kraftig ökning i efterfrågan på el under de kommande 25 åren. Bland de sektorer som förväntas elektrifieras finns transportsektorn och stora delar av industrin. Utöver detta bidrar etableringen av ny industri till ytterligare ökad elanvändning.

Den största ökningen av elbehovet i Sverige planeras inom järn- och stålindustrin. Även cement- och kemiindustri och datacenter väntas öka elanvändningen. Vätgas från fossilfri el är central för att minska utsläpp, både som råvara i industrin och för syntetiska bränslen inom svår-elektrifierade sektorer som flyg och sjöfart. Idag produceras vätgas främst från naturgas, vilket kräver CCS eller omställning till elektrolys via fossilfri el för att minska klimatutsläppen.

I LMA2026 ligger spannet för Sveriges elanvändning i scenarierna mellan cirka 192 och 333 TWh för 2050. Detta kan jämföras med LMA2024, där motsvarande spann var 209–365 TWh. Den lägre efterfrågan förklaras främst av att flera industriprojekt kopplade till Sveriges gröna omställning under de senaste åren har stött på lönsamhetsutmaningar, bl.a. på grund av höga investeringskostnader, stigande räntor, osäkerhet kring framtida elpriser och hård internationell konkurrens. Samtidigt har nya projekt tillkommit och flera befintliga initiativ nått en högre mognadsgrad. Sammantaget bidrar detta fortfarande till en betydande ökning av elbehovet, även om nivåerna nu bedöms bli lägre än i tidigare LMA.

I Tabell 2 redovisas de trender och drivkrafter som ligger till grund för utvecklingen av efterfrågan på el i Sverige per scenario, samt det antagna elbehovet för 2050.

Scenario	Beskrivning	Svensk efterfrågan 2050
LF	Sverige ställer om befintlig industri med fokus på resurseffektivitet, men bl.a. begränsad elproduktionsutbyggnad, kompetensbrist, svårigheter med tillstånd och svag global konkurrenskraft leder till lägre nyindustrialisering, produktion och export jämfört med de andra scenarierna.	192 TWh
MM	Medelväg mellan LF och HP/HF. En del av de projekt som planeras idag (och som inkluderas i HP/HF) antas, av de skäl som anges i LF, inte genomföras under analysperioden eller genomföras i mindre omfattning.	263 TWh
HP	Sveriges industri expanderar kraftigt genom nyetableringar och utveckling av grön teknik, med stark export av produkter med låga klimatutsläpp, god tillgång till el och resurser samt en aktiv EU-driven industripolitik där elektrifiering, vätgas och digitalisering spelar nyckelroller. Den något högre efterfrågan på el i HF jämfört med HP härrör från tillkommande elektrifiering av fjärrvärmesektorn.	330 TWh
HF		333 TWh

Tabell 2. Trender och drivkrafter som ligger till grund för utvecklingen av efterfrågan i Sverige i de fyra scenarierna.

3.2 Mer produktion krävs för att möta efterfrågan på el

För att möjliggöra energiomställningen, särskilt i scenarier med hög elektrifieringstakt, krävs en omfattande utbyggnad av fossilfri elproduktion. Vilka kraftslag som faktiskt byggs ut varierar mellan scenarierna och styrs via investeringsoptimeringen av hur de trender och drivkrafter som definierats för scenarierna vidareutvecklas till antaganden om kostnader och utbyggnadspotential.

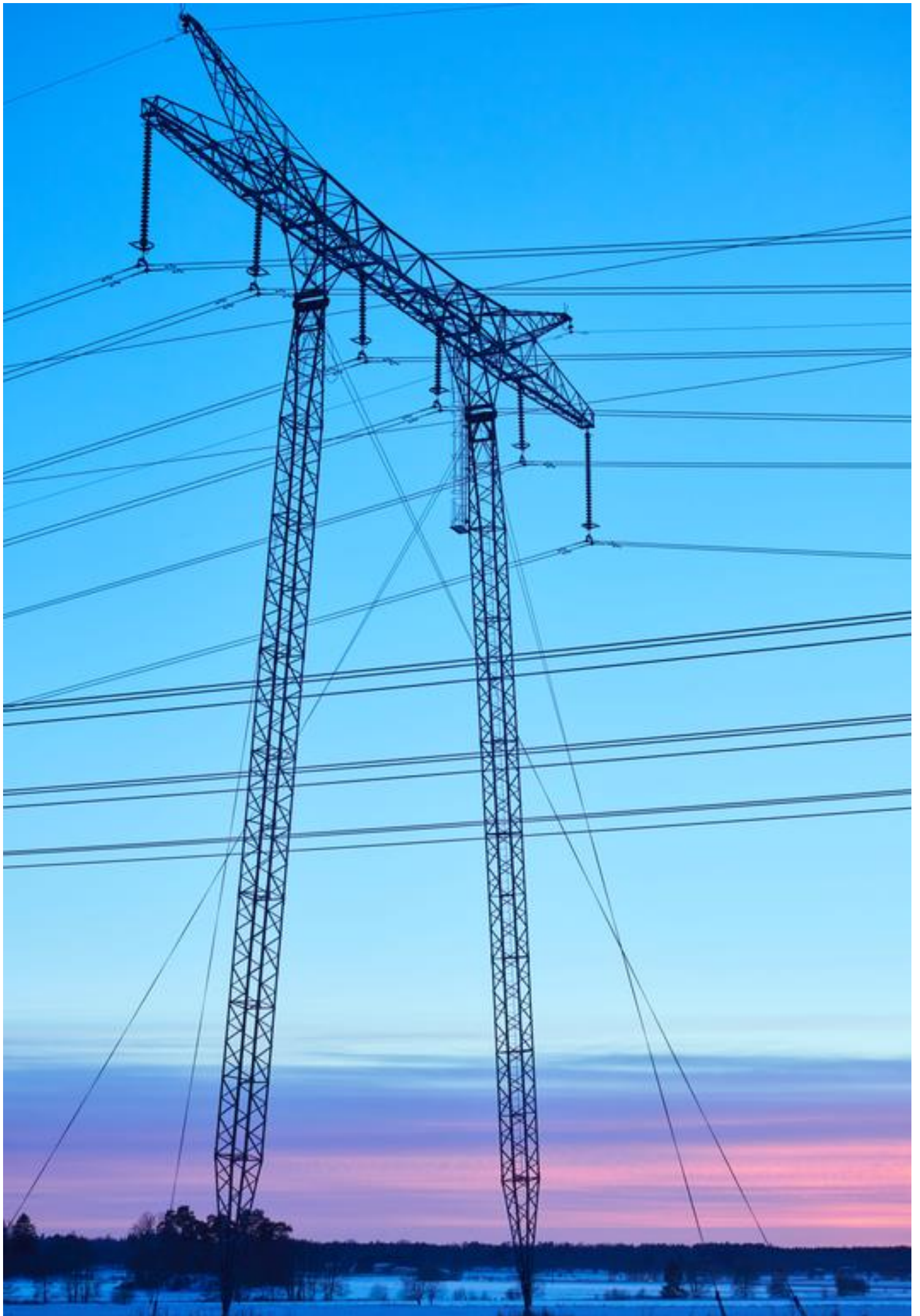
I Tabell 3 redovisas de trender och drivkrafter som ligger till grund för utvecklingen av elproduktionen per kraftslag i Sverige inom de fyra scenarierna samt delvis hur dessa faller ut i investeringsoptimeringen. I

bilaga B presenteras de kvantitativa antagandena för respektive scenario mer i detalj.

Scenario	Beskrivning
LF	<p>I scenariot bromsas utbyggnaden av elproduktionen av tillståndprocesser, markanvändningskonflikter och resursbrist.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tre kärnkraftsreaktorer kan inte livstidsförlängas och inga stödsystem för ny kärnkraft etableras. • Intressekonflikter, värnande om lokal miljö och tillståndssvårigheter etc. innebär lägre utbyggnadspotential för landbaserad vindkraft än övriga scenarier. • Investeringar i havsbaserad vindkraft uteblir på grund av låg lönsamhet. • Kraftvärmen minskar när äldre anläggningar inte ersätts och bl.a. höga biobränslepriser driver elektrifiering av fjärrvärmen. • Solkraft byggs främst ut på tak, drivet av hushållens vilja att öka självförsörjningsgraden, bidra till energiomställningen och minska elkostnaderna, medan storskalig solkraft hämmas av låga elpriser. • Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer, dock med tillkommande pumpkraft (som i samtliga scenarier).
MM	<p>Mixat scenario mellan planerbar och variabel produktion.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Samtliga sex befintliga kärnkraftsanläggningar kan livstidsförlängas. • Ny kärnkraft (1 500 MW) byggs med hjälp av statliga stöd. Ytterligare investering i ny kärnkraft möjlig, men blir ej lönsam. • Tillkommande produktion utgörs därutöver främst av landbaserad vindkraft och solkraft. Intressekonflikter begränsar dock potentialen för landbaserad vindkraft jämfört med HF. • Ingen havsbaserad vindkraft byggs av lönsamhetsskäl. • Kapacitet i kraftvärme minskar, men värnas delvis för dess bidrag till ett robust elsystem. • Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer, dock med tillkommande pumpkraft (som i samtliga scenarier).

HP	<p>I scenariot prioriteras tillräcklighet och planerbar elproduktion.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Samtliga sex befintliga kärnkraftsanläggningar kan livstidsförlängas. • Inledande stödsystem, i kombination med efterföljande skaleffekter, möjliggör en omfattande utbyggnad av både konventionell kärnkraft och SMR. Sammantaget innebär detta att scenariot har lägre kostnader för ny kärnkraft jämfört med övriga scenarier. • Landbaserad vindkraft och solkraftsparkar byggs ut av lönsamhetsskäl medan havsbaserad vindkraft är för kostsam. Intressekonflikter begränsar dock potentialen för landbaserad vindkraft jämfört med HF. • Kapacitet i kraftvärme minskar, men värnas delvis för dess bidrag till ett robust elsystem. • Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer, dock med tillkommande pumpkraft (som i samtliga scenarier).
HF	<p>Scenariot fokuserar på förnybar elproduktion.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tre kärnkraftsreaktorer kan inte livstidsförlängas och inga stödsystem för ny kärnkraft etableras. • Markanvändning för landbaserad vindkraft prioriteras i avvägningen mot andra intressen, samtidigt som reformer förbättrar förutsättningarna för havsbaserad vindkraft. I scenariot antas kostnaderna för havsbaserad vindkraft vara lägre än i övriga scenarier. • Solkraft byggs ut både storskaligt och på tak. • Kraftvärmen minskar när äldre anläggningar inte ersätts och bl.a. höga biobränslepriser driver elektrifiering av fjärrvärmen. • Vattenkraften ligger kvar på dagens nivåer, dock med tillkommande pumpkraft (som i samtliga scenarier). • Gaskraft byggs ut för att klara både kortvariga effekttoppar och längre perioder med hög efterfrågan eller låg tillgänglighet i den variabla produktionen.

Tabell 3. Trender och drivkrafter som ligger till grund för utvecklingen av produktion i Sverige i de fyra scenarierna samt delvis hur dessa faller ut i investerinsoptimeringen.



4 Scenarioantaganden

I detta kapitel presenteras de antaganden som ligger till grund för scenarierna inför elmarknadssimuleringarna. Med andra ord redovisas scenarierna efter att investeringsoptimeringen genomförts och resultat för utbyggnad av elproduktion erhållits. De exogena och endogena antaganden som ligger till grund för investeringsoptimeringen redovisas översiktligt i bilaga B för produktion och bilaga C för batterilager, medan kostnadsantagandena inför investeringsoptimeringen återfinns i bilaga D.

Det är viktigt att notera att simuleringsresultaten som presenteras i kapitel 5 kan avvika från de antaganden som presenteras här. En förklaring är att antaganden om flexibilitet kan medföra att elanvändningen blir lägre än i grundscenariot, exempelvis genom att efterfrågan reduceras eller ersätts av andra energibärare vid höga elpriser.

4.1 Efterfrågan på el

I detta avsnitt redovisas de antaganden som ligger till grund för utvecklingen av efterfrågan på el i Sverige och övriga Norden fram till 2050 och som används som indata i modelleringen. Därefter presenteras den elanvändning som antagits för övriga europeiska länder.

4.1.1 Sverige

Efterfrågeutvecklingen i Sverige baseras huvudsakligen på underlag från Svenska kraftnäts anslutningslista från januari 2025 som bl.a. innehåller förfrågningar om ökat effektuttag samt tillhörande energianalyser⁹. I takt med nya förfrågningar inkommit till anslutningslistan har vissa uppdateringar genomförts. Därutöver kompletteras underlaget genom kontinuerlig bevakning av planerade elektrifieringsprojekt samt information från Statens Energimyndighet, branschorganisationer och relevanta företag.

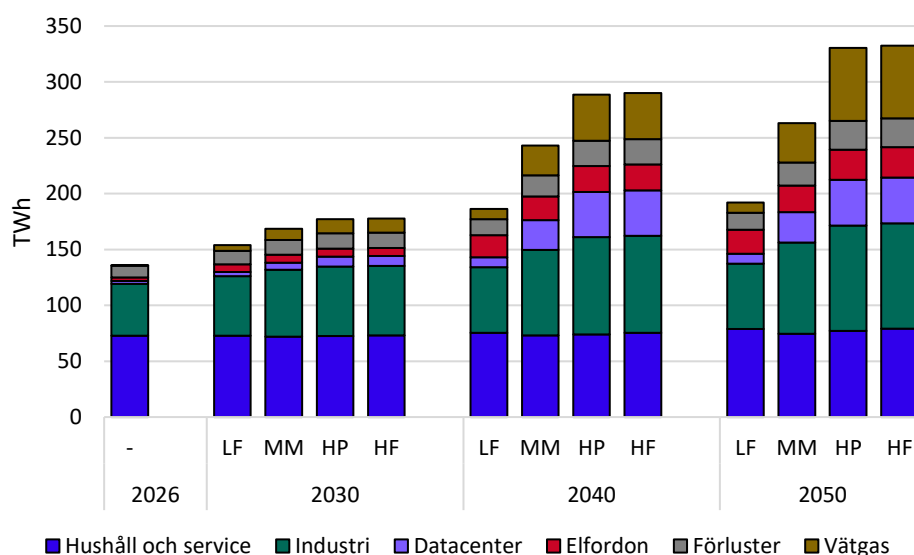
Bedömningar som ligger till grund för nivåer på efterfrågan på el till scenarierna utgår från de trender och drivkrafter som beskrivs i Tabell 2. Det är särskilt graden av etableringar för stora industrier och tillhörande

⁹ Nätföretag som ansöker om anslutning eller ökat effektuttag till Svenska Kraftnät ska lämna in en energianalys där energi- och effektbehovet över tid är inkluderat både på års- och timbasis.

vätgasprojekt i SE1 samt etableringar av datacenter i SE3 som påverkar efterfrågan.

Samtliga scenarier indikerar en ökad elanvändning fram till 2050, där ökningen drivs av flera samverkande sektorer och aktörer.

Figur 5 och Tabell 4 visar utvecklingen av den slutliga efterfrågan på el 2026 och i scenarierna fram till 2050 uppdelat på modellerade kategorier¹⁰. Efterfrågan på el i scenarierna HP och HF ökar till 330 respektive 333 TWh år 2050. I scenarierna MM och LF bedöms efterfrågan uppgå till 263 respektive 192 TWh år 2050.



Figur 5. Kategoriserad slutlig simulerad efterfrågan på el i Sverige för scenarierna för 2026 och 2030 samt analysåren 2040 och 2050.

En av de största skillnaderna mellan scenarierna avser omfattningen av elektrolysbaserad vätgasproduktion. I HP och HF uppgår denna till 65 TWh 2050, i MM till 35 TWh och i LF till 9 TWh.

Även el till datacenter¹¹ varierar mellan scenarierna. I scenarierna HP och HF uppskattas den till 41 TWh 2050, i MM till 27 TWh och i LF till 9 TWh, att jämföra med dagens nivå på 3 TWh. Kategorin "övrig ny elanvändning

¹⁰ Av modelltekniska skäl används inte SNI-kategorier. Hushåll & Service inkluderar bl.a. bantrafik och el till fjärrvärme.

¹¹ Enligt Standard för svensk näringsgrensindelning (SNI) ingår datacenter i servicesektorn. I denna rapport redovisas de dock separat, då de ur ett elsystemperspektiv utgör en särskilt relevant verksamhetskategori.

inom industrin” omfattar bl.a. el för direktreduktion av järnmalm och andra delprocesser, samt elanvändning i övriga industriverksamheter som inte inkluderas i eller entydigt kan hänföras till andra kategorier.

Befintlig industri antas ha en konstant elanvändning över tid, trots att historiska effektiviseringstrender indikerar en fortsatt minskning, vilket innebär att detta utgör ett utvecklingsområde för framtida analyser.

Sektor, TWh	2026	LF 2050	MM 2050	HP 2050	HF 2050
Hushåll och service¹²	72,8	78,7	74,6	77,1	79,2
Industri	46,6	58,5	81,7	94,4	94,4
Befintlig industri	44,4	44,4	44,4	44,4	44,4
Batterifabriker	0,2	0,0	0,8	3,0	3,0
Fossilfritt stål, stålverk	0,1	6,4	9,6	9,9	9,9
Övrig ny elanv industri	1,0	4,7	21,5	32,1	32,1
Fossilfritt cement	0,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Raffinaderier	0,9	0,0	2,4	2,0	2,0
Datacenter	2,5	8,8	27,1	40,9	40,9
Elfordon²	3,2	21,5	23,8	27,1	27,1
Vätgasproduktion	0,1	9,2	35,4	65,3	65,3
Nätförluster	10,6	15,2	20,5	25,8	25,8
Totalt	136	192	263	330	333

Tabell 4. Efterfrågan i scenarierna per sektor och kategori år 2026 och år 2050. För efterfrågan inom industrin visas ökningen inom olika sektorer medan den befintliga användningen ligger på kategorin befintlig industri.

4.1.2 Norden

Figur 6 redovisar utvecklingen av efterfrågan på el i de nordiska länderna.

För Norge bedöms efterfrågan öka fram till 2050 med mellan 29 procent i LF-scenariot och upp till 87 procent i scenarierna HF och HP.

Bedömningen baseras på Statnetts LMA2024¹³, där scenarierna Lav, Medium och Høy har kopplats mot Svenska kraftnäts scenarier LF, MM respektive HF/HP.

¹² Framtida efterfrågan utgår från Energimyndighetens Scenarier över Sveriges energisystem (ER2025: 13). LF matchas mot Lokal miljöhänsyn, MM matchas mot Regional försörjning och HF/HP matchas mot Internationell tillväxt.

¹³ Statnetts Långsiktige Markedsanalyse | Statnett

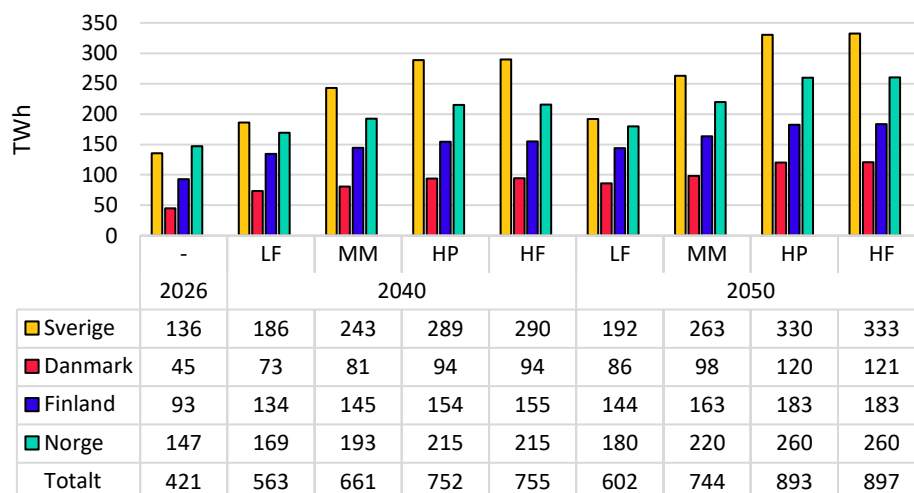
I Finland bedöms efterfrågan öka med 64 procent i LF-scenariot och upp till 109 procent i scenarierna HF och HP fram till 2050. För Danmark bedöms efterfrågan öka med mellan 102 procent i LF-scenariot och upp till 185 procent i HF och HP fram till 2050. Bedömningar för Finland och Danmark utgår från inrapporterade efterfrågeuppgifter till BSMMG, där antaganden om utvecklingen inom sektorerna industri, datacenter och elektrolysbaserad vätgasproduktion har justerats för att bättre spegla respektive scenario.

För Danmark har efterfrågan på el kopplad till planerad offshorebaserad vätgasproduktion genom elektrolyt inte inkluderats, eftersom denna produktion i huvudsak förutsätts vara ansluten direkt till havsbaserad elproduktion och därmed inte belasta det nationella elsystemet.

Sammantaget bedöms efterfrågan öka kraftigt i hela Norden i samtliga scenarier, till ett intervall om totalt 602–897 TWh år 2050, att jämföra med 421 TWh 2026. Osäkerheterna är främst kopplade till i vilken utsträckning planerade industrisatsningar, elektrolysbaserad vätgasproduktion samt behovet av datacenter realiserar. Därutöver utgör alltid tillgången till konkurrenskraftiga elpriser en central förutsättning för att investeringsbeslut ska fattas.

En betydande del av efterfrågan på el i scenarierna, särskilt i HF och HP, är koncentrerad till ett begränsat antal projekt och aktörer. Utfallet av dessa satsningar bedöms ha särskilt stor påverkan på den framtida efterfrågeutvecklingen.

I både Sverige och Norge har i vissa fall långtgående industriplaner som avbrutits ersatts av satsningar på datacenter, då både lokalisering och infrastruktur i hög grad har bedömts kunna anpassas till denna typ av verksamhet. Detta kan delvis förklaras av att tiden från investeringsbeslut till idrifttagning är relativt kort, förutsatt att nödvändig infrastruktur redan finns på plats. Därtill bedöms finansiering i nuläget inte utgöra ett hinder för etablering av nya datacenter. Om ytterligare industrisatsningar som befinner sig i planeringsskedet inte realiserar, kan detta indikera en möjlig fortsatt potential för ytterligare etablering av datacenter.

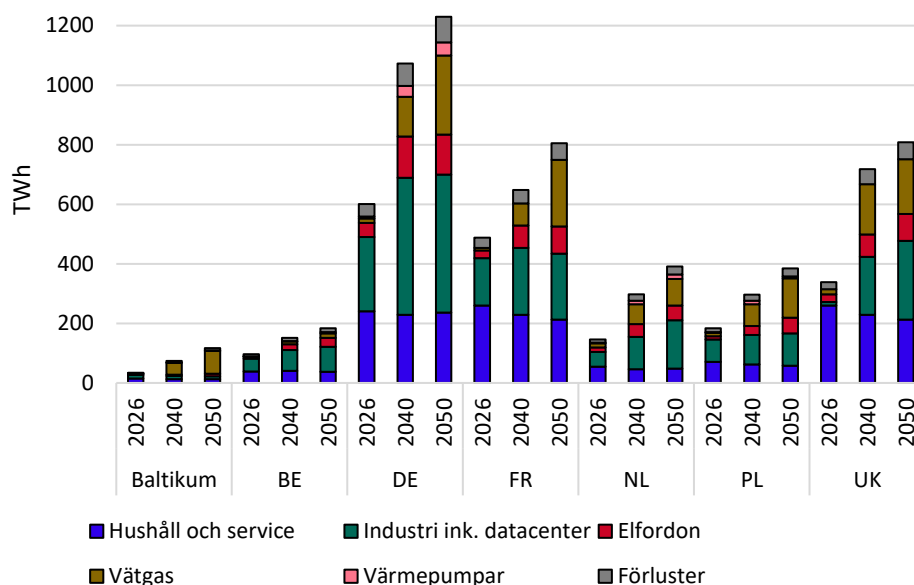


Figur 6. Efterfrågan i de nordiska länderna för scenarierna för 2040 och 2050 samt 2026.

4.1.3 Övriga Europa

För efterfrågan på el i övriga Europa utgår antagandena i LMA2026 från scenariot NT+ i TYNDP2024. Eftersom NT+ endast omfattar perioden fram till 2040 har värden för 2050 tagits fram genom att använda samma absoluta sektorsvisa tillväxt mellan 2040 och 2050 som i scenariot DE. Denna tillväxt har applicerats på NT+ för 2040 för att uppskatta efterfrågan år 2050. Antagen efterfrågan på el presenteras i Figur 7.

Samma efterfrågan på el för länder utanför Norden har antagits i samtliga scenarier. Detta innebär en förenkling och ett mer konsistent angreppssätt hade varit att även låta efterfrågeutvecklingen för övriga länder följa de olika trender och drivkrafter som beskrivs för Norden. Samtidigt skiljer sig scenarierna för övriga Europa åt vad gäller produktionsmix och utbyggnadstakt, eftersom dessa har tagits fram genom investeringsoptimering baserad på respektive scenarios grundförutsättningar. Detta medför att scenarierna ändå ger en viss spridning i priser, produktionsmönster och kraftflöden mellan länder och elområden. Metodiken för hur efterfrågan i övriga Europa representeras bedöms dock vara ett område som bör utvecklas och ses över inför kommande LMA.



Figur 7. Antagen efterfrågan på el i de länder utanför Norden som modelleras explicit i LMA2026. Samma efterfrågenivå används i samtliga scenarier. Estland, Lettland och Litauen redovisas gemensamt.

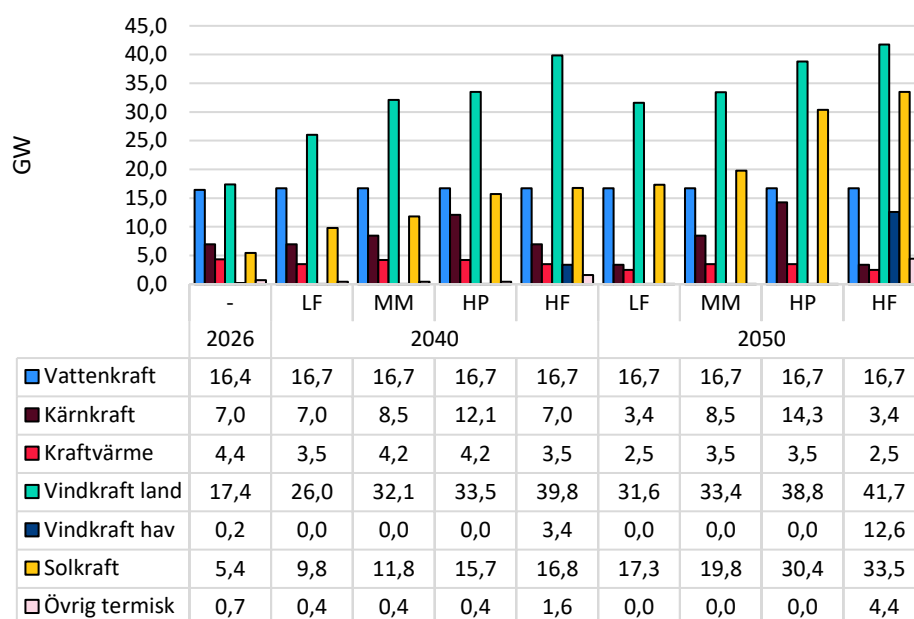
4.2 Produktionskapacitet

I detta avsnitt presenteras den installerade produktionskapaciteten i scenarierna, dvs. summan av den exogent antagna kapaciteten och den kapacitet som modellen har byggt genom investeringsoptimeringen.

4.2.1 Sverige

Figur 8 visar installerad produktionskapacitet per kraftslag i scenarierna för Sverige. Installerad produktionskapacitet per elområde redovisas i bilaga E.

I alla scenarier genomförs livstidsförlängning av befintliga reaktorer om möjligt, vilket omfattar samtliga sex reaktorer i MM och HP samt tre reaktorer i LF och HF. I scenariot HP sker därutöver en omfattande utbyggnad av ny kärnkraft vilket innebär en dryg fördubbling av dagens kapacitet till totalt 14,3 GW 2050. Ny kärnkraft byggs i SE1 (2,7 GW), SE3 (3,3 GW) och SE4 (1,3 GW). Utvecklingen förklaras av lägre antagna investeringskostnader i kombination med en mer begränsad potential för landbaserad vindkraft jämfört med HF, vilket tillsammans med den kraftigt ökade efterfrågan på el förbättrar förutsättningarna för ny kärnkraft.



Figur 8. Installerad produktionskapacitet (GW) per kraftslag och scenario.

I övriga scenarier genomförs inga investeringar i ny kärnkraft, då sådan utbyggnad inte blir lönsam i investeringsoptimeringen under de antagna förutsättningarna. Sammantaget innebär detta att kärnkraftskapaciteten i MM ökar jämfört med idag till följd av exogent antagande om 1,5 GW ny kärnkraft, som byggs med hjälp av statligt stöd, i kombination med livstidsförlängningar av befintliga reaktorer. I scenarierna LF och HF minskar kärnkraftskapaciteten över tid i takt med att tre befintliga reaktorer, som inte antas kunna livstidsförlängas, når slutet av sin tekniska livslängd.

Den installerade kapaciteten för landbaserad vindkraft ökar i samtliga scenarier, framför allt fram till 2040. Mellan 2040 och 2050 är ökningen lägre, men det innebär inte nödvändigtvis att byggnadstakten avtar, eftersom befintliga kraftverk samtidigt avvecklas och ersätts (se även avsnitt 5.5).

Även om landbaserad vindkraft främjas och prioriteras i scenariot HF, vilket innebär en högre antagen utbyggnadspotential än i HP (se bilaga B), blir den faktiska utbyggnaden liknande i de två scenarierna. I HP byggs den landbaserade vindkraften ut till sin maxpotential, medan

utbyggnaden i södra Sverige i HF begränsas av kannibaliseringseffekter¹⁴ och av att havsbaserad vindkraft i scenariot blir mer kostnadseffektiv. I LF och MM maximeras vindkraftsutbyggnaden i SE1, SE2 och SE4, medan utbyggnaden i SE3 blir lägre än utbyggnadspotentialen.

Havsbaserad vindkraft byggs endast ut på kommersiella grunder i HF, vilket beror på att investeringskostnaderna är lägre än i övriga scenarier.

Den installerade solkraftskapaciteten mångdubblas i samtliga scenarier, där en kraftig utbyggnad sker framför allt i HP och HF. Kapaciteten ökar från dagens nivå på 5,4 GW till 10–17 GW år 2040 och 17–34 GW år 2050, beroende på scenario.

Installerad kapacitet kraftvärme minskar i scenarierna från 2026 års nivå på 4,4 GW. År 2050 uppgår kraftvärmekapaciteten till 3,5 i MM och HP och 2,5 i LF och HF.

I HF sker investeringar i övrig termisk kraft, där den installerade kapaciteten uppgår till totalt 1,6 GW år 2040 och 4,4 GW år 2050. År 2040 består nyinvesteringarna främst av gasturbiner (OCGT), vilka investeringsoptimeringen identifierat som lönsamma för att möta behovet av planerbar kraft under ett begränsat antal timmar vid tillfälliga effekttoppar. Till år 2050 fortsätter utbyggnaden av gasturbiner samtidigt som även kombikraftverk med koldioxidavskiljning och lagring (CCGT med CCS) tillkommer (cirka 2,8 GW). Detta indikerar ett behov av planerbar kraft både för kortvariga effekttoppar och för längre perioder med hög efterfrågan eller låg tillgänglighet i den variabla produktionen i 2050-perspektivet.

4.2.2 Övriga Norden

Produktionskapaciteten i Danmark, Finland och Norge, fördelad på olika kraftslag, presenteras i Tabell 5, Tabell 6 respektive Tabell 7 och den övergripande utvecklingen för länderna beskrivs kortfattat i detta avsnitt.

I Finland genomför investeringsoptimeringen livstidsförlängning för de äldre befintliga reaktorer där detta är möjligt, vilket omfattar fyra

¹⁴ Med kannibalisering avses att ökad produktion från en elproduktionskälla, exempelvis vindkraft eller solkraft, leder till lägre elpriser under timmar med hög produktion, vilket i sin tur minskar intäkterna för samma produktion och därmed kan begränsa lönsamheten för ytterligare utbyggnad.

reaktorer i MM och HP samt två reaktorer i LF och HF. I HP-scenariot tillkommer dessutom ny kärnkraft.

Landbaserad vindkraft byggs ut i stor omfattning i Finland. Den största utbyggnaden sker i scenariot HF, där även betydande kapacitet vindkraft tillkommer i Norge och Danmark då potentialen för landbaserad vindkraft är som störst.

Havsbaserad vindkraft byggs ut i samtliga scenarier i Danmark, där potentialen för ytterligare landbaserad vindkraft är begränsad. Även i Norge sker en utbyggnad av havsbaserad vindkraft i samtliga scenarier fram till 2050, men på relativt låga nivåer i LF och med störst expansion i HF.

Solkraften ökar kraftigt i Danmark fram till omkring 2040, varefter fortsatt utbyggnad begränsas av ökande kannibaliseringseffekter. I både Finland och Norge sker en betydande utbyggnad av solkraft, där den största expansionen av storskalig solkraft i Norge återfinns i HP-scenariot. Detta förklaras av att en lägre potential för landbaserad vindkraft i detta scenario skapar bättre förutsättningar för solkraftsinvesteringar jämfört med till exempel i HF-scenariot.

Kraftvärmen minskar tydligt jämfört med dagens nivåer, främst till följd av att äldre anläggningar i Finland och Danmark når slutet av sin tekniska livslängd eller fasas ut av klimat- och miljöskäl. I likhet med Sverige antas dock kraftvärmen värnas i scenarierna MM och HP, vilket innebär en mer begränsad minskning än i LF och HF.

I samtliga scenarier tillkommer ny gaskraft för att möta behovet av planerbar produktion och flexibilitet i Danmark och Finland. Detta sker främst genom CCGT med CCS i Danmark samt en kombination av CCGT med CCS och OCGT i Finland. I Norge möts flexibilitetsbehovet i huvudsak genom vattenkraften, som tillsammans med viss ny utbyggnad fortsatt utgör landets centrala balanseringsresurs

Kraftslag, GW Danmark	2026	2040				2050			
		LF	MM	HP	HF	LF	MM	HP	HF
Vindkraft land	5,4	4,3	6,0	6,0	8,6	4,0	7,3	7,3	8,7
Vindkraft hav	3,0	11,4	11,6	12,9	12,4	11,5	10,5	13,6	15,7
Kraftvärme	4,2	1,6	1,9	1,9	1,6	0,8	1,2	1,2	0,8
Solkraft	7,4	25,6	24,2	24,2	24,2	29,5	26,9	26,9	26,9
Övrig termisk	1,1	2,4	2,9	3,3	3,9	2,7	3,1	4,4	5,0

Tabell 5. Produktionskapacitet (GW) 2026, 2040 och 2050 för Danmark fördelat på olika kraftslag.

Kraftslag, GW Finland	2026	2040				2050			
		LF	MM	HP	HF	LF	MM	HP	HF
Vattenkraft	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Kärnkraft	4,4	2,6	4,4	6,2	2,6	2,6	4,4	8,0	2,6
Vindkraft land	10,2	21,0	25,1	25,1	33,4	18,6	27,0	27,0	34,7
Vindkraft hav	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Kraftvärme	6,1	3,8	4,1	4,1	3,8	3,3	3,8	3,8	3,3
Solkraft	2,2	9,2	9,6	12,0	14,4	18,5	20,1	19,3	24,3
Övrig termisk	0,1	3,2	2,3	1,3	4,2	4,7	3,7	1,8	8,2

Tabell 6. Produktionskapacitet (GW) 2026, 2040 och 2050 för Finland fördelat på olika kraftslag.

Kraftslag, GW Norge	2026	2040				2050			
		LF	MM	HP	HF	LF	MM	HP	HF
Vattenkraft	35,0	38,9	38,9	38,9	38,9	39,2	39,2	39,2	39,2
Vindkraft land	5,8	8,2	9,0	9,0	13,0	6,5	7,9	7,9	15,0
Vindkraft hav	0,0	0,0	2,3	3,6	4,6	0,7	4,9	8,7	10,1
Kraftvärme	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4
Solkraft	1,6	6,1	12,4	19,6	10,8	17,0	20,6	29,5	15,3
Övrig termisk	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabell 7. Produktionskapacitet (GW) 2026, 2040 och 2050 för Norge fördelat på olika kraftslag.

4.2.3 Övriga Europa

För de länder i övriga Europa som optimeras i LMA2026 presenteras en sammanställning av den antagna produktionskapaciteten i Tabell 8. Förenklat antas vattenkraftskapaciteten vara oförändrad mellan scenarierna, även om det i verkligheten finns flera initiativ kopplade till exempelvis pumpkraft och effektuppggraderingar.

En andel av den befintliga kärnkraftsflottan antas successivt avvecklas i samtliga scenarier. I LF, MM och HP tillkommer dock ny kärnkraft, vilket innebär att den totala kärnkraftskapaciteten ökar jämfört med dagens nivåer. Den största utbyggnaden sker i HP, där en central utvecklingstrend är att flera europeiska länder satsar på ny kärnkraft. Detta antas bidra till lägre investeringskostnader genom bl.a. erfarenhetsåterföring och standardisering.

Likt utvecklingen i Norden utgörs huvuddelen av den tillkommande produktionskapaciteten av förnybara kraftslag. Den landbaserade vindkraften byggs generellt ut upp till den antagna utbyggnadspotentialen, vilken är högre i HF än i övriga scenarier för att spegla ett mer omfattande främjande av landbaserad vindkraft. Även den havsbaserade vindkraften expanderar kraftigt, med störst utbyggnad i HF där också investeringskostnaden är lägre än för övriga scenarier.

Solkraft är det kraftslag som ökar mest sett till installerad effekt i övriga Europa. Detta drivs av goda solförhållanden i stora delar av kontinenten i kombination med relativt låga investeringskostnader, vilket möjliggör en omfattande utbyggnad i samtliga scenarier.

Kraftvärmen och övrig termisk kraft minskar till följd av utfasning av fossila bränslen samt att äldre anläggningar når slutet av sin tekniska livslängd. Samtidigt tillkommer planerbar produktion i form av framförallt naturgaseldade CCGT-anläggningar med CCS vilka bidrar med planerbar produktion, effektbalans och flexibilitet vid längre perioder av låg variabel elproduktion.

Kraftslag, GW	2026	2040				2050			
		LF	MM	HP	HF	LF	MM	HP	HF
Vattenkraft	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6	52,6
Kärnkraft	70,2	82,9	82,0	91,7	61,7	83,2	76,8	91,2	52,2
Vindkraft land	154,0	261,3	261,3	261,2	317,3	324,0	324,0	324,0	344,6
Vindkraft hav	53,2	168,9	170,0	166,2	198,7	218,7	229,1	215,9	319,5
Kraftvärme	83,7	53,0	53,0	53,0	53,0	45,8	45,8	45,8	45,8
Solkraft	247,7	648,6	651,3	628,4	643,3	838,1	850,0	837,5	814,8
Övrig termisk	113,5	141,7	140,1	136,1	146,0	164,1	162,9	156,9	162,7

Tabell 8. Produktionskapacitet (GW) 2026, 2040 och 2050 för de länder i övriga Europa som optimeras i LMA2026 (Belgien, Estland, Frankrike, Lettland, Litauen, Nederländerna, Polen, Tyskland och Storbritannien), fördelad på olika kraftslag.

4.3 Bränslepriser

De framtida bränslepriser som antagits i scenarierna visas i Tabell 9. Internationella bränslepriser i form av stenkol och naturgas samt CO₂-priser baseras på World Energy Outlook 2024 (WEO 2024), STEPS-scenariot. Detta scenario utgår från dagens färdriktning för energisektorn utifrån marknadsdata, utveckling av teknikkostnader samt rådande policyinstrument. Produktpriserna på olja (lätt och tung eldningsolja) är baserat på råoljepriset i WEO 2024 samt en regressionsanalys mellan historiska produktpriser samt priset på Brent råolja. Vätgaspriset bygger på antaganden från Statnetts LMA2024. Priser på övriga bränslen är baserad på Svenska kraftnäts egna antaganden.

Enligt WEO 2024 ökar betydelsen av LNG jämfört med rörbunden gas inom den globala handeln med gas. Det stora antalet nya LNG-anläggningar som tas i bruk framtill 2030 innebär ett utbudsöverskott i förhållande till den globala efterfrågan på LNG. Detta innebär att gaspriserna sjunker mot 2030 jämfört med de höga priserna som rådde

under 2023. Därefter bedöms utbud- och efterfrågesituationen balanseras och priserna ökar.

Kolpriserna bedöms sjunka väsentligt mot 2030 jämfört med de höga priserna som gällde under speciellt 2022 men också 2023 och 2024. Efter 2030 bedöms prisnivån vara på en sådan nivå att lönsamhet bibehålls för existerande gruvor samtidigt som det tillåter en viss expansion av nya gruvor för att möta efterfrågan.

Utsläppsrätt, bränsle eller SRMC	Enhet	2023	2030	2040	2050
CO2	EUR/ton	90,2	136,9	145,6	154,4
Råolja [Brent]	USD/Fat	86,2	82,4	80,3	78,2
Lätt eldningsolja	EUR/MWh	57,2	54,7	53,4	52,0
Tung eldningsolja	EUR/MWh	40,0	38,2	37,2	36,2
Stenkol	EUR/MWh	17,9	9,4	9,5	8,8
Naturgas	EUR/MWh	42,9	23,5	27,4	27,8
Uran	EUR/MWh	1,7	1,7	1,7	1,7
Biomassa	EUR/MWh	23,1	30,0	30,0	30,0
Pellets	EUR/MWh	43,8	50,0	50,0	50,0
Torv	EUR/MWh	16,9	17,0	17,0	17,0
Biogas	EUR/MWh	70,0	70,0	70,0	70,0
Vätgas import	EUR/MWh	-	70,0	65,0	65,0
Brunkol	EUR/MWh	5,0	5,0	5,0	5,0
Oljeskiffer	EUR/MWh	10,3	10,0	10,0	10,0
SRMC kolkondens	EUR/MWh	113,0	125,7	127,2	126,9
SRMC Gaskombi	EUR/MWh	111,5	89,4	96,0	96,2
SRMC Gaskombi (vätgas)	EUR/MWh	-	127,5	114,6	110,8

Tabell 9. Bränslepriser samt uppskattad rörlig produktionskostnad (SRMC), 2024 års prisnivå. Historiska bränslepriser för 2023 baseras på Energy institute (CO2, råolja, stenkol och naturgas), Energimyndigheten (biomassa, pellets och torv), Statistiska centralbyrån i Estland (oljeskiffer) samt Svenska kraftnäts egna antaganden.

4.4 Överföringskapacitet

Samma utveckling av överföringskapaciteten antas i samtliga scenarier. Även om nätinvesteringar skulle kunna inkluderas i investeringsmodelleringen har detta inte gjorts eftersom ett av huvudsyftena med LMA är att identifiera behov av utbyggd nätkapacitet givet olika utvecklingsvägar. I LMA2026 inkluderas därför endast projekt med fattade inriktningsbeslut, trots att flera utredningar om möjliga förstärkningar pågår vid Svenska kraftnät, både inom Sverige och via förbindelserna till övriga länder. Scenarierna ska därmed belysa möjliga framtida behov snarare än ett system där dessa redan har realiserats, vilket innebär att överföringskapaciteten – särskilt mot 2050 – kan vara underskattad. Framöver planeras dock analyser där transmissionsnätet inkluderas i investeringsoptimeringen tillsammans med produktion, vilket kan ge ytterligare viktiga insikter, inte minst kopplat till Svenska kraftnäts utökade planeringsansvar.

Flera förbindelser når sin tekniska livslängd fram till 2050. I analysen antas dock förenklat att överföringskapaciteten bibehålls över hela analysperioden, samtidigt som behovet av reinvesteringar och eventuella förstärkningar behöver bedömas från fall till fall. I avsnitt 6.2 undersöks vilken betydelse en avveckling av svenska utlandsförbindelser, i takt med att de når slutet av sin tekniska livslängd, kan få för elsystemets utveckling.

Den 8 maj 2026 meddelade regeringen att Svenska kraftnäts investeringsplan revideras och att förnyelsen av Konti-Skan 1 och 2, inom ramen för projektet Konti-Skan Connect, pausas. Konti-Skan Connect ingår dock fortsatt i scenarierna, eftersom scenariouppsättningen var fastställd vid tidpunkten för beslutet. I linje med antagandet om att befintliga överföringskapacitet på förbindelser kvarstår även efter att dess uppskattade teknisk livslängd uppnåtts, skulle ett eventuellt exkluderande av Konti-Skan Connect endast motsvara en kapacitetsminskning om 285 MW, vilket bedöms ha begränsad påverkan i relation till övriga osäkerheter i scenariomodelleringen.

För överföringskapacitet mellan länder och elområden i kontinentala Europa baseras antagandena för 2040 på scenariot NT+ från TYNDP2024, medan utbyggnadsscenariot DE används för 2050.

De kapacitetsförändringar som antas mellan de nordiska länderna samt inom Sverige från 2026 och framåt redovisas Tabell 10.

Driftår	Snitt	Förändring (MW)	Total (MW)	Information/Namn
2027	DK1↔DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
2028	SE2↔SE3	+800	8 100	Förstärkning Snitt 2 (NordSyd)
2032	NO4↔FI	+150	150	Back-to-back-förbindelse ¹⁵
2034	SE2↔SE3	+1500	9 600	Förstärkning Snitt 2 (NordSyd)
2035	SE3↔DK1	+285	1 000	Konti-Skan Connect (förnyelse Konti-Skan 1 och 2)
2035	SE2↔SE3	+750	10 350	Förstärkning Snitt 2 (NordSyd)
2037	DK2↔DK2BH	+1 200	1 200	Förbindelse via Bornholm energi-ö
	DK2BH ↔DE	+2 000	2 000	
2038	FI↔EE	+684	1 700	Estlink 3
2040	SE2↔SE3	+350	10 700	Förstärkning Snitt 2 (NordSyd)
	SE1↔SE2	+300	3 600	Snitt 1 Väst - reinvestering med kapacitetsökning
	DK1↔DK1NS	+1 200	1 200	Förbindelse via Nordsjö energi-ö
DK1NS ↔DE	+2 000	2 000		

Tabell 10. Förändringar av överföringskapacitet (MW) till de svenska elområdena samt Norden.

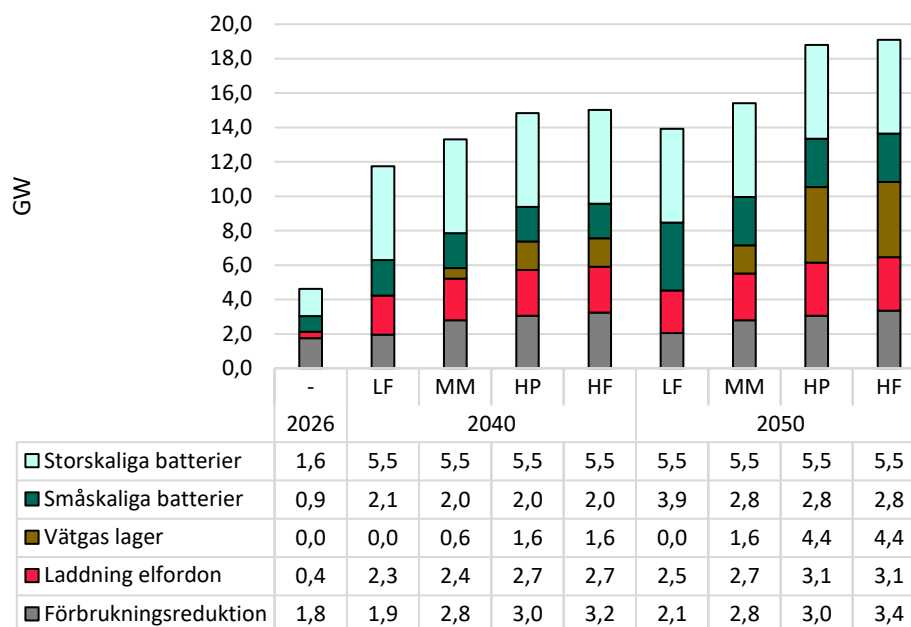
4.5 Flexibilitet

Detta kapitel beskriver antaganden för modellering av förbrukningsflexibilitet i modellen. Simuleringsresultat som visar hur flexibiliteten beter sig i modellen presenteras i kapitel 5.10. Förutom förbrukningsflexibilitet finns även flexibilitet från batterilager vilket beskrivs i Bilaga C.

Figur 9 visar kapaciteten för flexibilitet från olika källor för Sverige. Både elfordon och vätgas modelleras som delvis flexibel elanvändning, vilket beskrivs i avsnitt 4.5.1 och 4.5.2 nedan. Flexibiliteten bestäms av den inbyggda lagringskapaciteten som avgör hur länge elanvändningen kan reduceras. En given timme är det möjligt att flytta bort hela elanvändningen, men uthålligheten bestäms av lagerkapaciteten. De

¹⁵ Back-to-back avser en kraftelektronisk omriktarstation där växelström omvandlas till likström och därefter tillbaka till växelström för direkt anslutning mellan två elnät. Tekniken möjliggör kontrollerad effektöverföring.

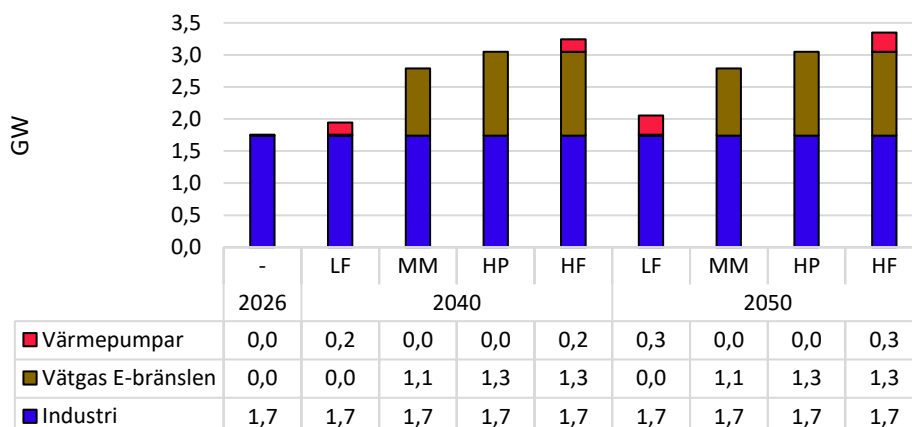
värden som visas i Figur 9 avser potentialen för flexibilitet ifall hela elanvändningen flyttas från en timme med maximalt elbehov.



Figur 9. Flexibilitet från elanvändning och lager i Sverige. Med förbrukningsreduktion avses förbrukningsreduktion vid givna prisnivåer, som alltså innebär en minskning av den totala elanvändningen, medan övrig flexibilitet endast innebär en förskjutning av elanvändning i tid. Antaganden för batterilager beskrivs i Bilaga C.

Förutom elanvändning med flexibilitet från lager (vätgas med lager och elfordon) finns förbrukningsreduktion, som i sin tur består av olika kategorier, som visas i Figur 10. Detta är elanvändning som helt kan stängas av vid höga priser, dock med vissa restriktioner på hur många timmar per dygn det kan ske. Den elanvändning som ingår här är storskaliga värmepumpar, vätgas för att producera elektrobränslen, och generell förbrukningsreduktion från industri. Förutsättningar för förbrukningsreduktion beskrivs i avsnitt 4.5.3.

För Sverige har endast scenarierna LF och HF storskaliga värmepumpar som modelleras explicit. Detta är värmepumpar som antas ersätta den extra bränslebaserade fjärrvärmeproduktion som läggs ned i scenarierna LF och HF jämfört med i MM och HP. Redan existerande storskaliga värmepumpar modelleras implicit som en del av temperaturberoendet i den generella elanvändningen.

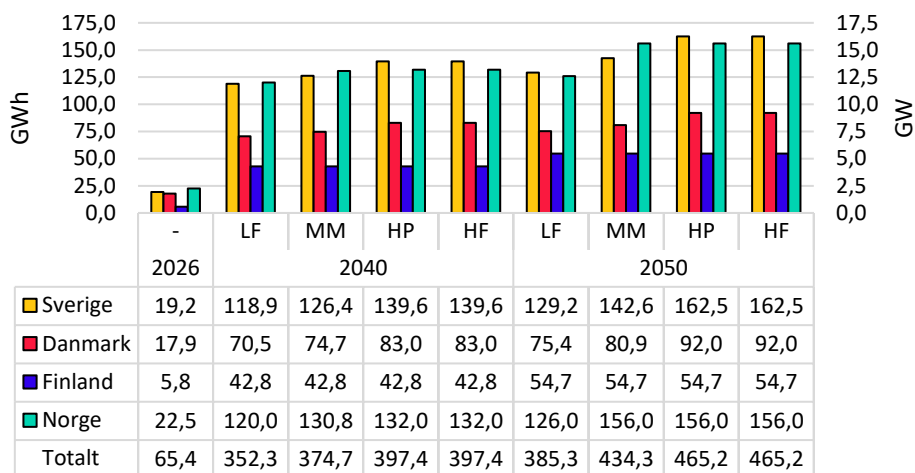


Figur 10. Förbrukningsreduktion i Sverige som kan aktiveras vid höga priser.

4.5.1 Flexibilitet från elfordon

Antaganden för flexibilitet från elfordon är desamma för alla länder. Hälften av elfordonen antas ladda flexibelt medan resten av laddningen antas ske med snabbbladdning eller under kortare parkeringsintervall där det inte finns möjlighet att flytta laddningen i tid. Lagringskapaciteten per TWh elanvändning antas vara 12 GWh, utifrån historisk statistik för antal registrerade fordon och bränsleanvändning i transportsektorn. Detta förutsätter alltså att utnyttjandegraden av fordon ligger på samma nivå som idag efter att de elektrifieras.

Figur 11 visar den totala batterikapaciteten för flexibla elfordon i de nordiska länderna. För Sverige är t.ex. den totala elanvändningen från elfordon år 2050 i scenarierna HP och HF 27 TWh, vilket ger en total batterikapacitet på 324 GWh och en flexibel kapacitet på 162 GWh. Laddtiden antas vara 10 timmar, vilket ger en maximal laddningskapacitet på 16 GW. Eftersom den totala laddningskapaciteten är flera gånger större än den maximala elanvändningen vid någon timme, så kommer elanvändningen från flexibla elfordon generellt flyttas till ett fåtal timmar med lägst priser, vanligtvis på natten.



Figur 11. Total modellerad batterikapacitet hos flexibla elfordon för Norden. Vänster axel visar energikapacitet och höger axel effektuttag, med antagande om en laddtid på 10 timmar.

4.5.2 Flexibilitet från vätgasproduktion

Vätgas modelleras som tre olika typer av elanvändning:

1. Vätgas utan flexibilitet
2. Vätgas med flexibilitet från lager, t.ex. saltgrottor eller bergrumslager
3. Vätgas till elektrobränslen, förbrukningsreduktion med följande pristrappa:
 - 45 EUR/MWh: -30 %
 - 90 EUR/MWh: -30 %
 - 400 EUR/MWh: -40 %

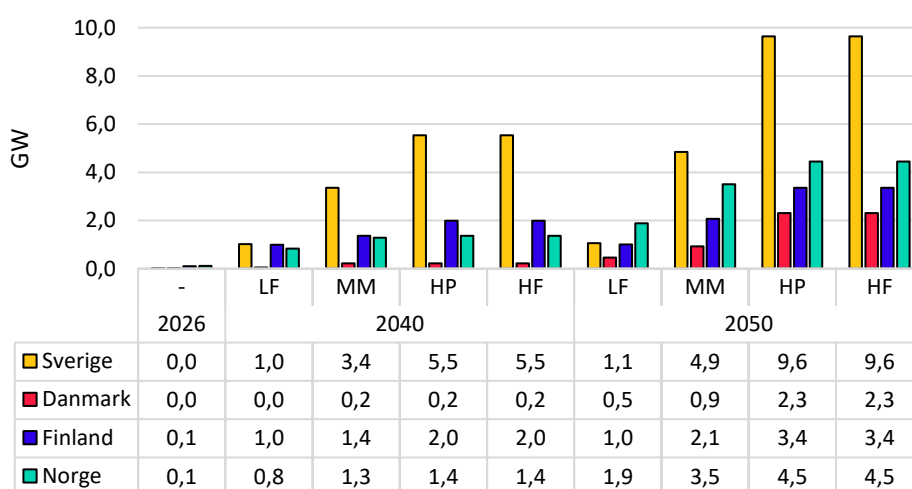
Pristrappan för elektrobränslen har satts för att ta hänsyn till att lönsamheten för att producera elektrobränslen vid höga elpriser (> 90 EUR/MWh) blir låg, samtidigt som en kombination av tekniska begränsningar och kapitalkostnader gör att man inte helt kan upphöra med produktionen förrän vid mycket höga priser (> 400 EUR/MWh).

För Sverige har andelen vätgas i de olika kategorierna bestämts på projektnivå. De satsningar på fossilfritt stål som i nuläget pågår i SE1 antas inte ha någon flexibilitet, men däremot andra etappen av LKABs satsning på produktion av järnsvamp i Gällivare samt i Kiruna som antas ha 4-dagarslager, samt en överkapacitet i elektrolysörer på 50 procent.

För övriga länder har andelen vätgas för produktion av elektrobränslen från TYNDP 2024 använts, och av resterande elanvändning antas

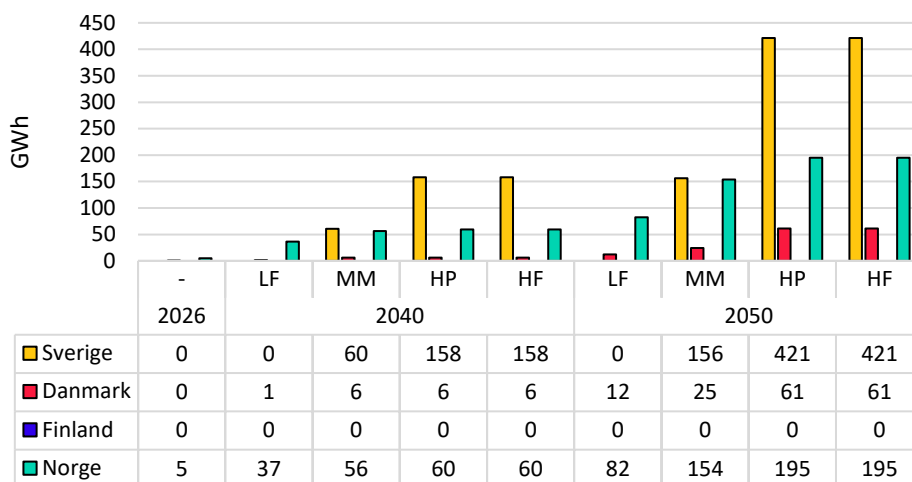
60 procent av vätgasen ha flexibilitet från 7-dagarslager i form av saltgrottor samt 50 procent överkapacitet i elektrolysörer. Eftersom det antas byggas vätgasledningar på kontinenten har samtliga länder samma flexibilitetsantaganden, även länder som inte har möjlighet att bygga lager från saltgrottor. Det enda undantaget är Finland som inte antas ha någon flexibilitet från vätgaslager, eftersom de i likhet med Sverige inte antas vara förbundna med vätgasledningar till resten av Europa.

Figur 12 visar den totala elektrolysörkapaciteten för de nordiska länderna. Sverige har störst kapacitet som ett resultat av de stora satsningar på fossilfritt stål och järnsvamp som skapar ett stort behov av vätgas, utom i LF där endast en begränsad del av dessa satsningar realiseraras.



Figur 12. Elektrolysörkapacitet (el) för de nordiska länderna.

I Figur 13 visas den totala lagringskapaciteten, som även den är störst i Sverige, med en total lagringskapacitet motsvarande 421 GWh elanvändning för HP och HF år 2050.



Figur 13. Lagerkapacitet (el) för vätgas för de nordiska länderna.

4.5.3 Förbrukningsreduktion

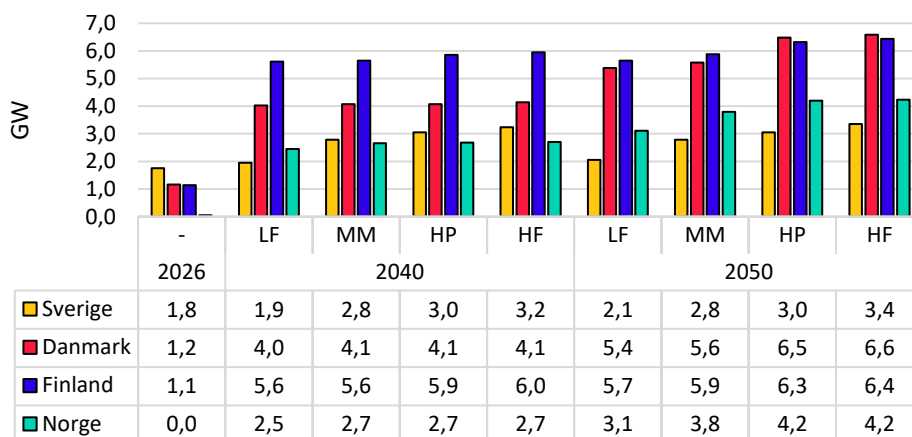
Förbrukningsreduktion kan göras av följande typer av elanvändning:

1. Storskaliga värmepumpar, antas gå över till reservpannor då priset är högt:
 - 200 EUR/MWh: -50 %
2. Elpannor, producerar endast vid lågt elpris:
 - 15 EUR/MWh: -40 %
 - 30 EUR/MWh: -30 %
 - 50 EUR/MWh: -30 %
3. Vätgas elektrobränslen:
 - 45 EUR/MWh: -30 %
 - 90 EUR/MWh: -30 %
 - 400 EUR/MWh: -40 %
4. Förbrukningsreduktion industri, priser och volymer från TYNDP 2024, endast reduktion vid över 90 EUR/MWh medtagen

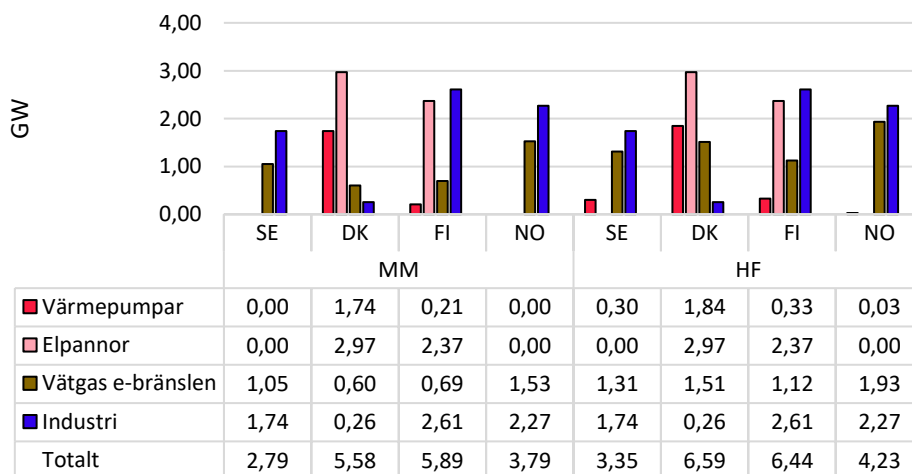
Antaganden för förbrukningsreduktion från industri kommer från generella antaganden om DSR från TYNDP-scenarierna, som består av aggregerad förbrukningsflexibilitet från olika kategorier. För att undvika dubbelräkning av flexibilitet från t.ex. elpannor och elfordon har all DSR som aktiveras under 90 EUR/MWh utslutits, och den resterande flexibiliteten har lagts på industriell elanvändning. Det har dock modelltekniskt ingen betydelse ifall denna flexibilitet läggs på industrilast eller generell last.

Figur 14 visar den totala kapaciteten för förbrukningsreduktion i de nordiska länderna, och Figur 15 visar den totala kapaciteten för

scenarierna MM och HF år 2050 uppdelat per kategori. Den högre kapaciteten för förbrukningsreduktion för Finland och Danmark beror framför allt på en större mängd elpannor som används för att producera värme vid låga priser, och för Danmark även på en större mängd storskaliga värmepumpar i fjärrvärmesystemet, medan fjärrvärmerna i Sverige och Finland i högre grad använder biomassa som bränsle.



Figur 14. Total priskänslig förbrukningsreduktion för Norden.



Figur 15. Kapacitet priskänslig förbrukningsreduktion för Norden för år 2050 uppdelat på kategorier.



5 Resultat

elmarknadssimulering

I detta kapitel presenteras övergripande resultat från elmarknadssimuleringen. Resultaten som visas avser 44 väderår (1980–2023) om inget annat anges.

5.1 Energibalanser

I detta avsnitt presenteras elenergibalanser för scenarierna och för analysåren 2040 och 2050. Elproduktion presenteras per kraftslag och efterfrågan delas upp i el till vätgasproduktion och övrigt. Simulerade resultat för år 2026 presenteras också som referens.

5.1.1 Sverige

Figur 16 visar simulerad elproduktion, elanvändning och nettoexport för Sverige. I samtliga scenarier ökar både elanvändningen och elproduktionen, men efterfrågan växer snabbare än produktionen. Därmed minskar nettoexporten kraftigt jämfört med 2026 i samtliga scenarier. Sverige blir nettoimportör i HP och HF år 2040, och i HF kvarstår nettoimporten även 2050.

I den totala elproduktionen ingår även spill, vilket uppstår när produktionen från variabla kraftslag överstiger efterfrågan. Spillet är störst i scenarierna med hög andel förnybar elproduktion, HF och LF.

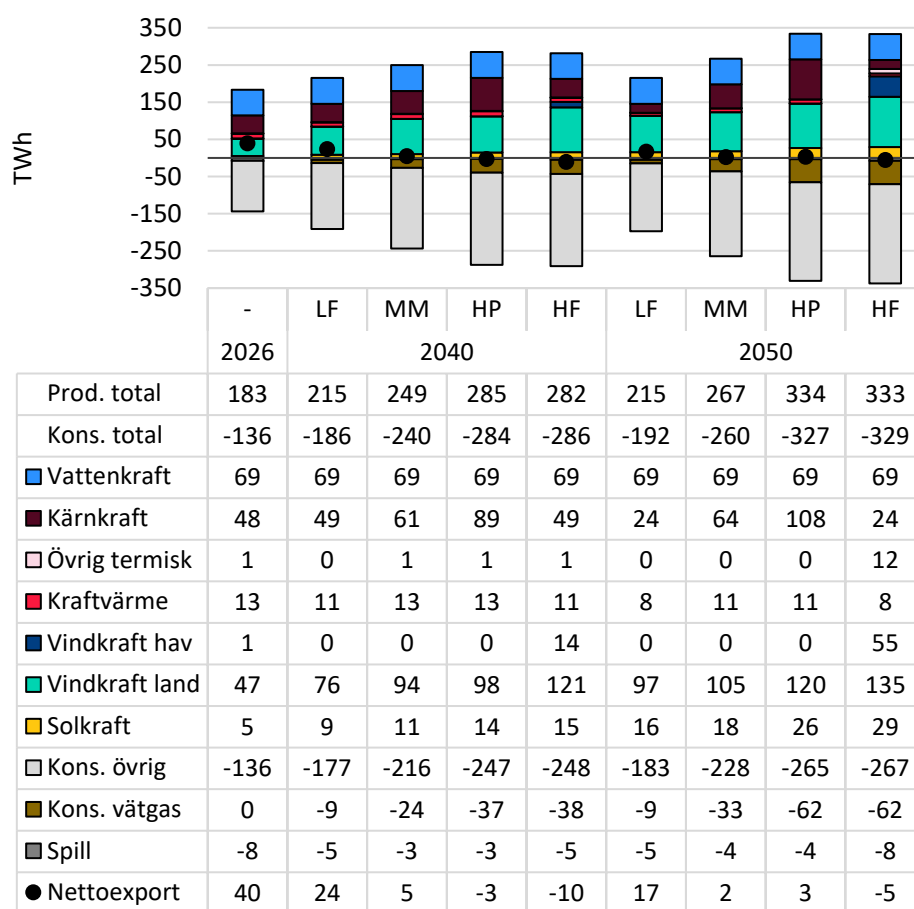
I LF, som har lägst elanvändning, kvarstår ett tydligt elöverskott under hela perioden, även om det minskar jämfört med 2026. Den lägre efterfrågeökningen begränsar behovet av ny elproduktion, samtidigt som kraftvärme och delar av kärnkraften successivt avvecklas. Utbyggnaden av vind- och solkraft är lägre än i övriga scenarier.

I MM ökar både elanvändning och elproduktion till nivåer mellan övriga scenarier. Utbyggnaden utgörs av en kombination av livstidsförlängd och ny kärnkraft samt tillkommande landbaserad vindkraft och solkraft.

Scenariot HP har en elanvändning på ungefär samma nivå som HF, men ett något större tillskott av ny elproduktion och mindre spill, vilket gör att Sverige är en svag nettoexportör. Utbyggnaden domineras av

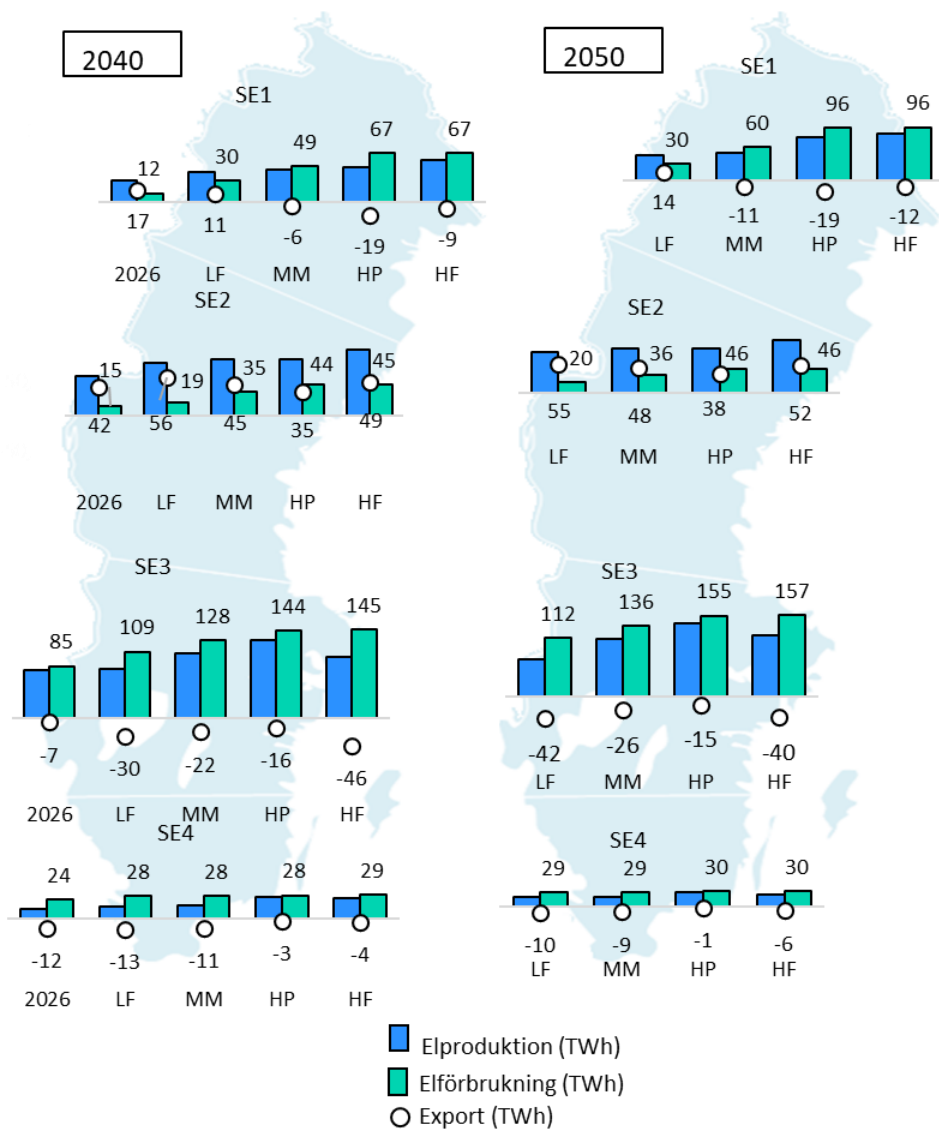
livstidsförlängd och ny kärnkraft i kombination med betydande tillskott av landbaserad vindkraft och solkraft.

I HF, som har högst elanvändning, går Sverige från ett stort elöverskott till ett mindre underskott mot slutet av perioden. Utbyggnaden domineras av land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft, medan kärnkraftsproduktionen minskar till följd av att delar av den befintliga kärnkraften inte livstidsförlängs. Den stora andelen variabel elproduktion kompletteras med gaskraft, främst CCGT med CCS, för att bidra med planerbar produktion.



Figur 16. Simulerade årsmedelvärden för elproduktion, elanvändning och nettoexport (TWh) i Sverige.

Figur 17 visar årsmedelvärden för elproduktion, elanvändning och nettoexport för de svenska elområdena.



Figur 17. Årsmedelvärden för elproduktion, elanvändning och nettoexport (TWh) för Sveriges elområden. Värdena för elproduktion och elanvändning anges ovanför staplarna, och nettoexporten under staplarna.

Den största förändringen sker i SE1, som i flera scenarier går från att vara ett överskottsområde till att uppvisa ett underskott. I LF förblir SE1 däremot ett överskottsområde, vilket förklaras av antaganden om mer begränsad elektrifiering och nyindustrialisering jämfört med övriga scenarier.

SE2 uppvisar fortsatt ett betydande elöverskott i samtliga scenarier. SE3 har däremot ett underskott i alla scenarier, där underskottet är som störst i LF och HF till följd av avvecklad kärnkraft.

SE4 är det elområde med minst variation mellan scenarierna och förblir samtidigt ett underskottsområde i samtliga scenarier. Årsnettobalansen förbättras dock successivt, eftersom elproduktionen från landbaserad vindkraft och solkraft ökar något snabbare än elanvändningen. I HP och HF bidrar dessutom ny kärnkraft respektive havsbaserad vindkraft till en ytterligare stärkt balans.

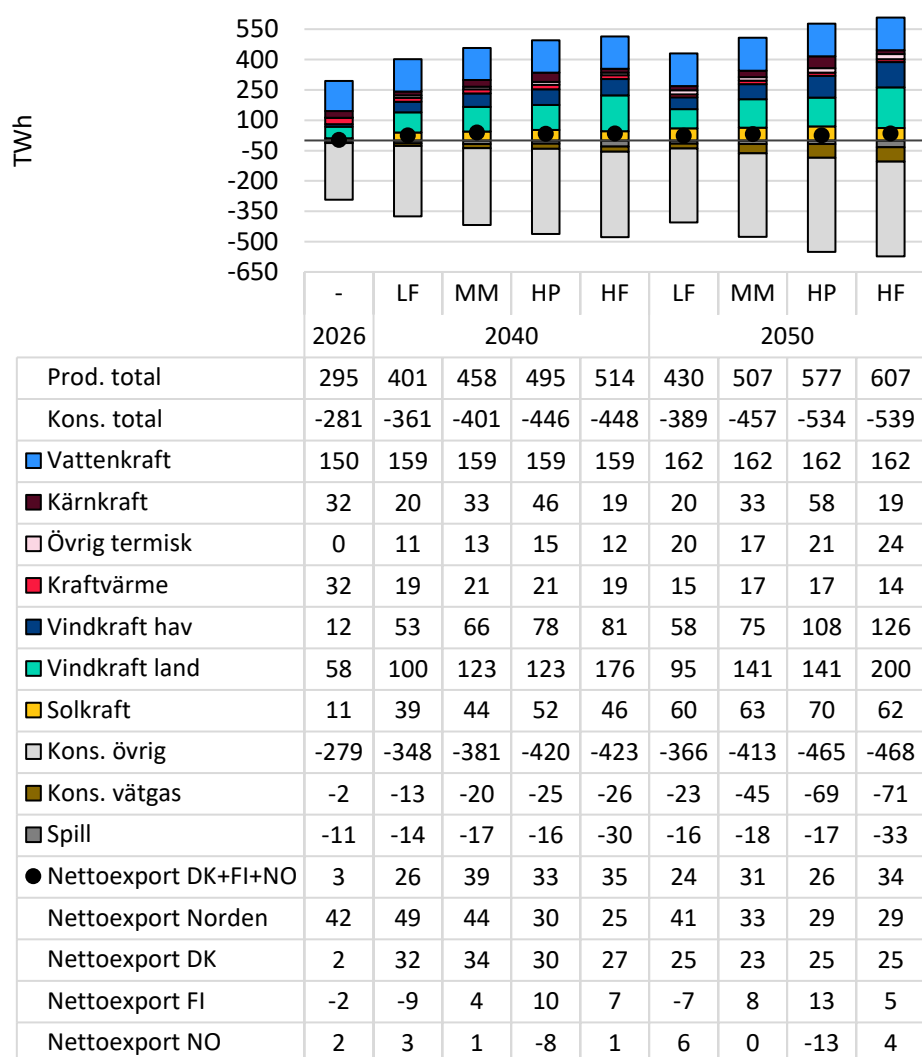
5.1.2 Övriga Norden

Figur 18 visar simulerad elproduktion, elanvändning och nettoexport sammantaget för Norge, Finland och Danmark. I datatabellen direkt under figuren redovisas även Nordens nettoexport – inklusive Sverige – samt den nationella nettoexporten för Danmark, Finland och Norge.

I samtliga scenarier och analysår kvarstår Norden som en betydande nettoexportör av el till övriga Europa. Bland de nordiska länderna utmärker sig Danmark, som går från i stort sett balans mellan utbud och efterfrågan år 2026 till ett årligt överskott på cirka 23–34 TWh under 2040 och 2050, beroende på scenario. Detta speglar Danmarks goda förutsättningar för utbyggnad av framför allt solkraft och havsbaserad vindkraft. Landets relativt stora överföringskapacitet till övriga nordiska och europeiska elsystem möjliggör betydande elexport och bidrar till lönsamheten för dessa kraftslag.

Finland uppvisar i samtliga scenarier, utom LF, ett elöverskott på årsbasis. Överskottet är särskilt stort i HP, där lägre investeringskostnader för ny kärnkraft möjliggör utbyggnad. Att elbalansen är negativ i LF beror på att utbyggnaden av landbaserad vindkraft begränsas av den antagna utbyggnadspotentialen samtidigt som två befintliga kärnkraftsreaktorer avvecklas.

Norge ligger i de flesta scenarier nära balans eller visar ett mindre överskott på årsbasis. Ett undantag är HP, där landet är beroende av nettoimport från grannländerna både 2040 och 2050. Till skillnad från HF, som har liknande höga efterfrågan på el, är potentialen för utbyggnad av landbaserad vindkraft i Norge mer begränsad. Havsbaserad vindkraft är dessutom relativt kostsam, vilket gör att investeringsoptimeringen visar att det är mer kostnadseffektivt att täcka delar av efterfrågan genom import.

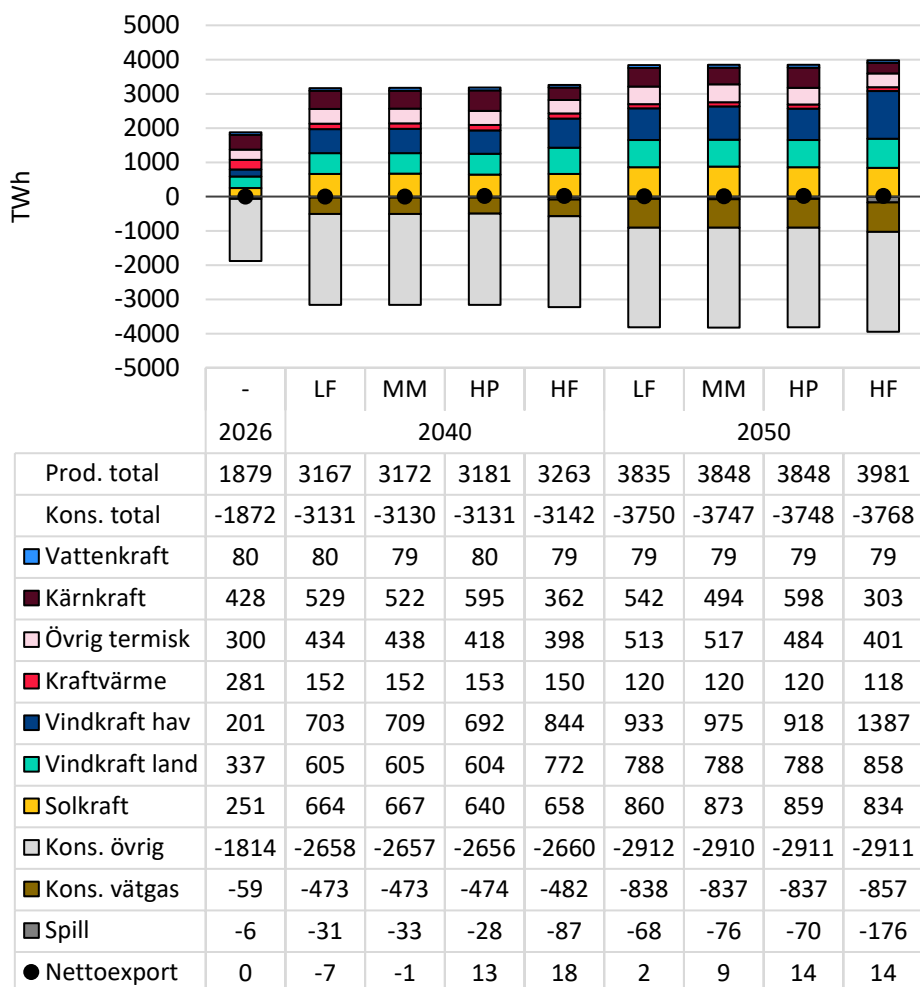


Figur 18. Simulerad elproduktion, elanvändning och nettoexport (TWh) för Norge, Finland och Danmark sammantaget. Datatabellen under figuren visar även Nordens nettoexport inklusive Sverige samt nationell nettoexport för Danmark, Finland och Norge.

5.1.3 Övriga Europa

Figur 19 visar simulerad elproduktion och elanvändning sammantaget för de övriga europeiska länder som optimeras i LMA2026. I samtliga scenarier antas samma grundläggande förutsättningar för elanvändningen (se även avsnitt 4.1.3). Eftersom en del av elbehovet är flexibelt och exempelvis kan reduceras vid höga elpriser skiljer sig dock den simulerade elanvändningen mellan scenarierna. Detta framträder tydligast i HF för analysåret 2050, där elanvändningen för elektrolysörer inom vätgasproduktion är högre än i de övriga scenarierna. Det speglar en lägre

prisnivå på el som möjliggör fler fullasttimmar för elektrolysörerna och därmed en mer frekvent drift.



Figur 19. Simulerad elproduktion, elanvändning och nettoexport (TWh) sammantaget för de övriga europeiska länder som optimeras i LMA2026 (Belgien, Estland, Frankrike, Lettland, Litauen, Nederländerna, Polen, Tyskland och Storbritannien).

Scenariot HF skiljer sig även från övriga scenarier genom en mer omfattande utbyggnad av framför allt vindkraft, både landbaserad och havsbaserad. Den större utbyggnaden av landbaserad vindkraft förklaras av en högre antagen utbyggnadspotential i HF. Den ökade utbyggnaden av havsbaserad vindkraft drivs av lägre investeringskostnader, till följd av både subventioner och skaleffekter.

I de övriga scenarierna – LF, MM och HP – sker generellt en omfattande utbyggnad av landbaserad vindkraft och solkraft upp till eller nära den antagna utbyggnadspotentialen. Därefter tillkommer havsbaserad

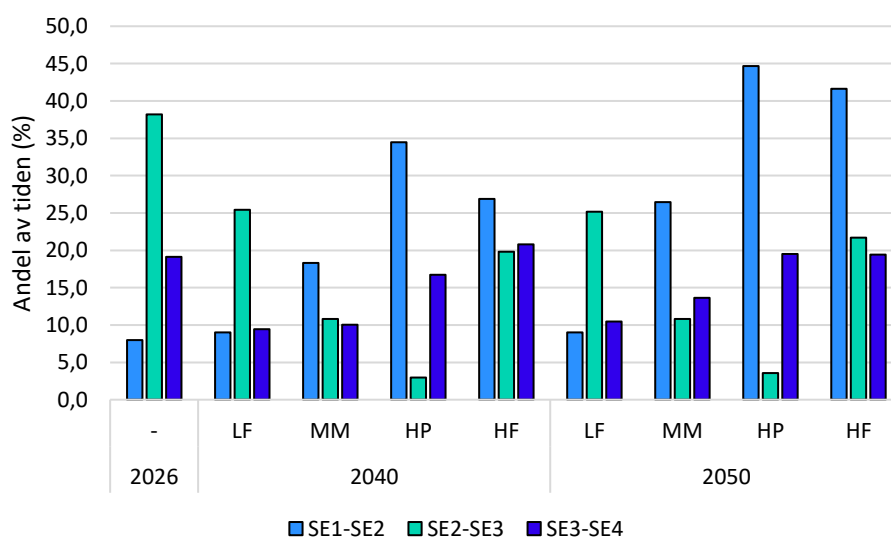
vindkraft, kärnkraft och annan termisk produktion, i varierande omfattning beroende på scenario. Övrig termisk kraft byggs även i HF, men till skillnad från Sverige är utbyggnaden lägre än övriga scenarier som en följd av större överskott, framförallt 2040, på el och lägre elpriser.

5.2 Handelsflöden

Vid modellering av handelsflöden på snitten används olika antaganden om tillgänglighet beroende på tidshorisont. För år 2026 baseras snittens tillgänglighet på faktisk tillgänglig överföringskapacitet till dagen-föremarknaden för åren 2021–2023. För analysåren 2040 och framåt används i stället ett förenklat antagande om 90 procents tillgänglighet, eftersom framtida nätstruktur och driftmönster kan avvika väsentligt från historiska förhållanden, vilka därför inte bedöms vara direkt tillämpliga.

Figur 20 visar hur stor andel av tiden under ett år som kapaciteten på de olika snitten är begränsande. Utvecklingen av flödena på de olika snitten skiljer sig tydligt mellan 2026 och utfallen i scenarierna. År 2026 är Snitt 2 det snitt som oftast begränsar överföringskapaciteten, men antalet timmar då Snitt 2 är begränsande minskar i samtliga scenarier. Samtidigt ökar andelen timmar då Snitt 1 är begränsande i samtliga scenarier (dock marginellt i LF), vilket är relativt ovanligt år 2026.

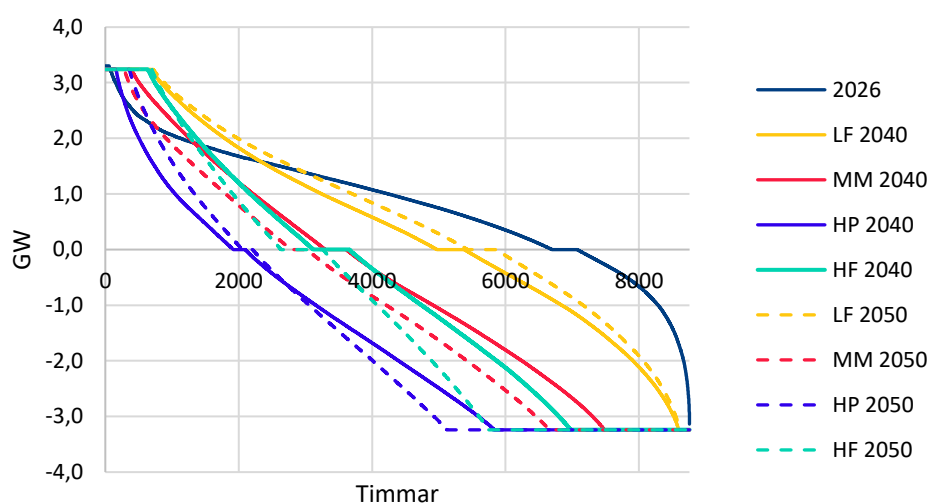
Överföringen på Snitt 4 förblir begränsande under ungefär lika stor del av tiden som idag i scenarierna HP och HF, men i scenarierna LF och MM är snittet mer sällan begränsande än år 2026.



Figur 20. Andel av tiden med begränsningar på de svenska snitten.

Figur 21, Figur 22 och Figur 23 visar varaktighetskurvor för flöden på de tre interna svenska snitten. För varaktighetskurvorna tolkas riktningen på flödet som positiva värden för södergående flöden och negativa värden för norrgående.

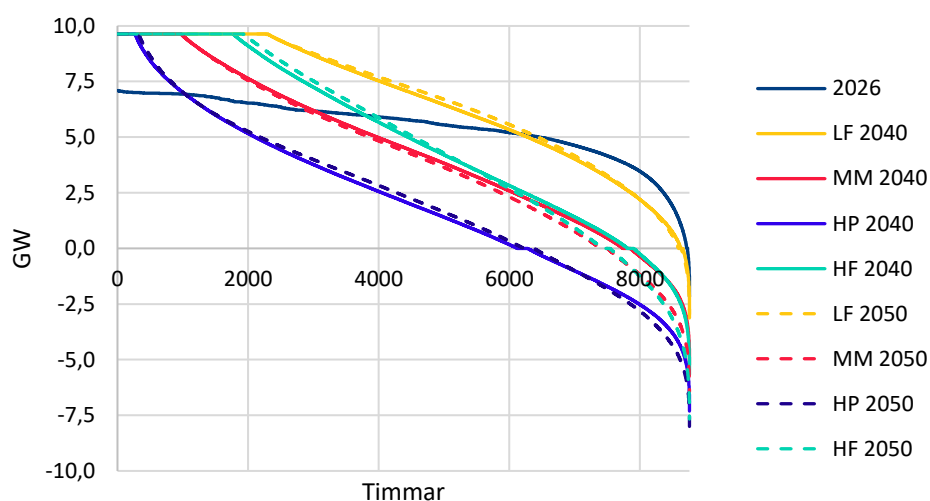
För Snitt 1 ökar framför allt begränsningarna¹⁶ i norrgående riktning i scenarierna med högre elanvändning, till följd av ett ökat elbehov i SE1. Antalet timmar med begränsning i norrgående riktning är störst i scenarierna HF och HP med högst elanvändning, och betydligt mindre i MM. I LF ligger antalet timmar med begränsning på Snitt 1 kvar på liknande nivåer som för 2026.



Figur 21. Varaktighetskurvor för flöden (GW) på Snitt 1, SE1→SE2. Flödesriktningen definieras så att södergående flöden redovisas som positiva värden och norrgående flöden som negativa värden.

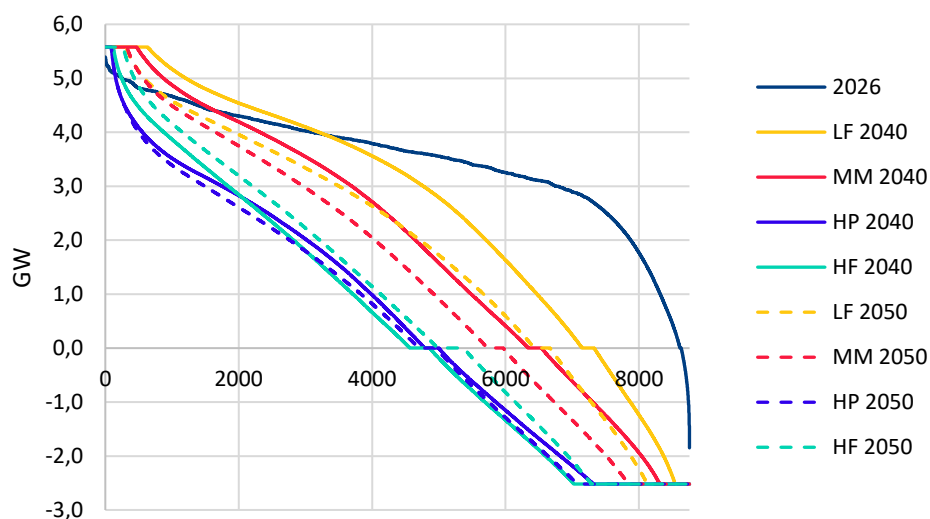
Flödet över Snitt 2 begränsas främst i södergående riktning. Jämfört med 2026 ökar överföringskapaciteten på snittet till följd av investeringarna i program NordSyd. Utan den planerade kapacitetsökningen hade andelen tid då Snitt 2 är begränsande ökat kraftigt. Snitt 2 är mest begränsande i scenarierna LF och HF, bl.a. som en följd av lägre produktionskapacitet från kärnkraft i SE3. I LF förblir även SE1 ett exportområde, vilket möjliggör fortsatt export söderut via SE2.

¹⁶ Begränsningarna i flödena kan identifieras genom att kurvorna planar ut vid snittens maxkapacitet. För 2026 är detta dock svårare att urskilja, eftersom den tillgängliga kapaciteten varierar timme för timme baserat på historiskt tilldelad kapacitet.



Figur 22. Varaktighetskurvor för flöden (GW) på Snitt 2, SE2→SE3. Flödesriktningen definieras så att södergående flöden redovisas som positiva värden och norrgående flöden som negativa värden.

För Snitt 4 ökar antalet timmar med norrgående flöden främst i scenarierna med stor efterfrågeökning, HP och HF. Detta hänger samman med ett generellt ökat norrgående flöde samt att ny produktion, utöver landbaserad vindkraft och solkraft, tillkommer i SE4 i form av kärnkraft (HP) och havsbaserad vindkraft (HF).

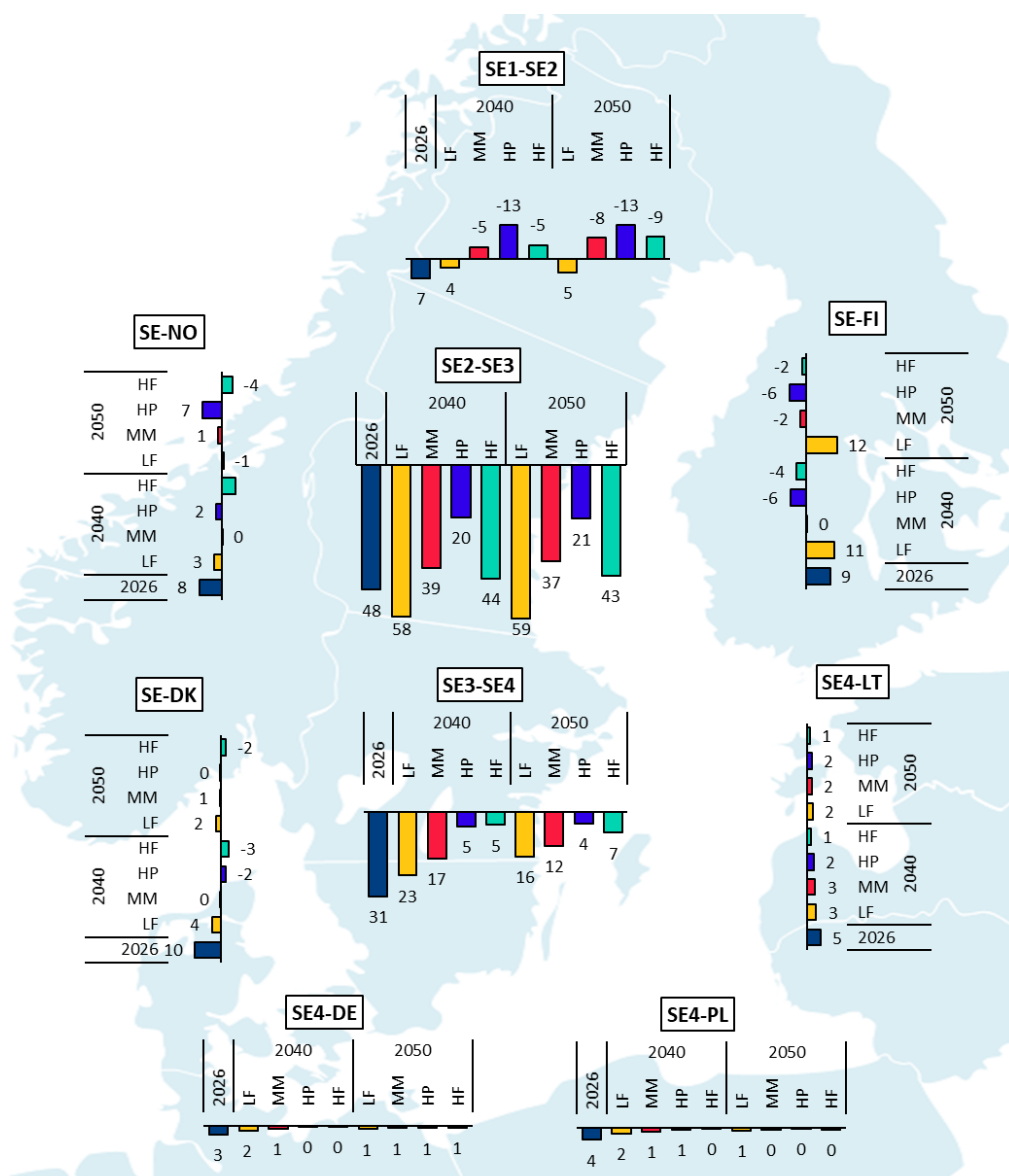


Figur 23. Varaktighetskurvor för flöden (GW) på Snitt 4, SE3→SE4. Flödesriktningen definieras så att södergående flöden redovisas som positiva värden och norrgående flöden som negativa värden.

Sammantaget kan konstateras att begränsningarna i huvudsak drivs av skillnader i elanvändning mellan scenarierna. I scenarier med en kraftig

ökning av efterfrågan i SE1 uppstår ett mer frekvent norrgående flöde över Snitt 1, vilket innebär att detta snitt blir mer begränsande. Samtidigt minskar begränsningarna över Snitt 2 jämfört med dagens situation, dels till följd av förstärkningsåtgärder som ökar överföringskapaciteten, dels eftersom obalanserna mellan norra och södra Sverige minskar när elanvändningen i norr ökar. Även kärnkraftens utveckling har stor betydelse, där lägre kärnkraftsproduktion leder till ett ökat behov av överföringskapacitet över Snitt 2.

Figur 24 visar årsnettoflöden för elhandel mellan de svenska elområdena samt mellan Sverige och andra länder.



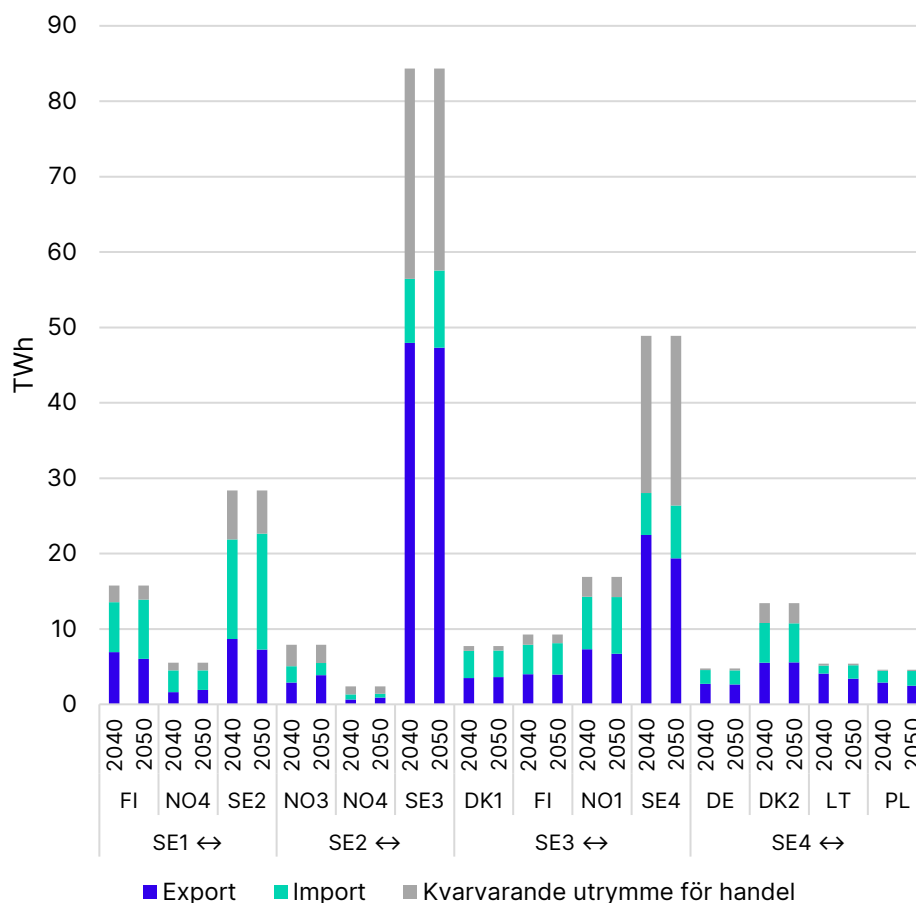
Figur 24. Årsflöden (TWh) mellan svenska elområden och mellan Sverige och grannländer.

Den största skillnaden mellan scenarierna återfinns i utbytet med övriga nordiska länder. Sverige går från en nettoexport på närmare 30 TWh till Norge, Finland och Danmark år 2026 till kraftigt reducerad export och, i vissa scenarier, ett nettoimportbehov på årsbasis från de nordiska grannländerna.

Nettoexporten till kontinenten och Baltikum minskar i samtliga scenarier. Det bör dock betonas att ett årsnettoflöde på 0 TWh inte innebär att handeln upphör. Elutbytet kan fortfarande vara omfattande i båda riktningar, även om import och export summerar till nära noll över året.

Detta illustreras i Figur 25, där årsmedelvärden för export- respektive importflöde för de fyra svenska elområdena har summerats. Figuren visar även kvarvarande handelsutrymme¹⁷ relativt den maximala möjliga årsöverföringen. Av utrymmesskäl redovisas endast MM-scenariot för åren 2040 och 2050, men resultaten är likartade i samtliga scenarier. De flesta utlandssnitt uppvisar en relativt jämn fördelning mellan import och export. Utnyttjandegraden är dessutom generellt hög för förbindelserna mellan Sverige och grannländerna, särskilt för förbindelserna till DK1, Tyskland, Litauen och Polen.

¹⁷ Beräknad som tillgänglig överföringskapacitet multiplicerad med årets timmar minus faktisk överförd el.



Figur 25. Årsmedelvärden för export och import mellan de fyra svenska elområdena samt mot grannländer i MM-scenariot år 2040 och 2050. Export avser handelsflöden från ett svenskt elområde (nedre raden) till det land eller elområde som anges i den övre raden, medan import avser flöden i motsatt riktning. Figuren visar även kvarvarande handelsutrymme relativt den maximala möjliga årsöverföringen. Resultaten är representativa även för övriga scenarier.

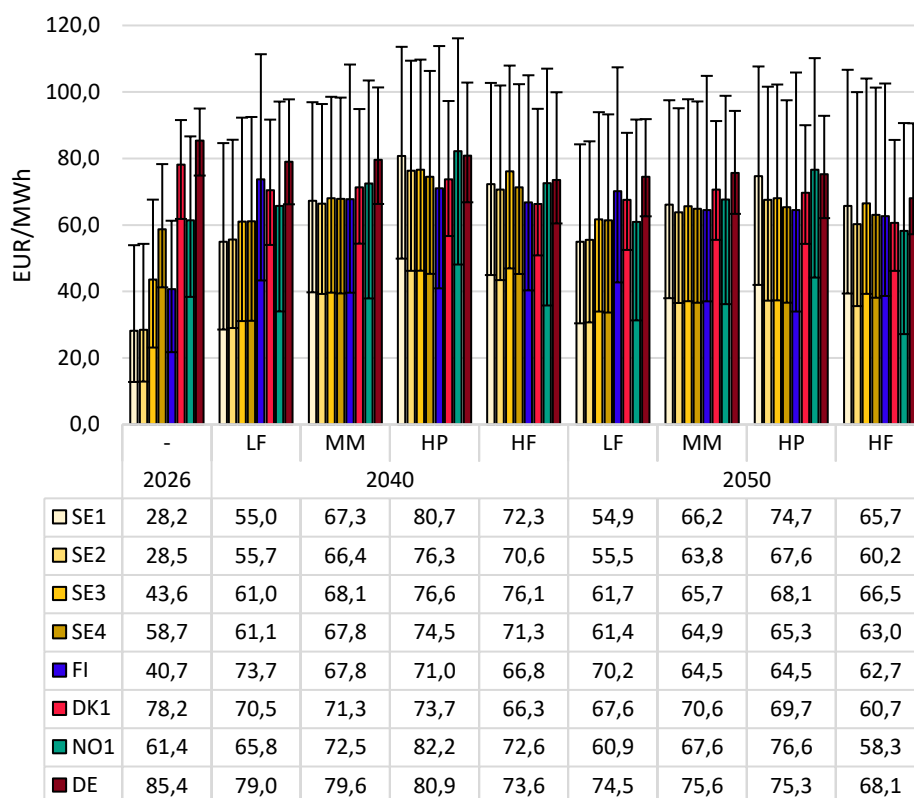
5.3 Priser

I detta kapitel presenteras resultat för simulerade priser. Årsmedelpriser och varaktighetskurvor för priser i Sverige presenteras i avsnitt 5.3.1 och priser för övriga länder presenteras i avsnitt 5.3.2. Sedan visas resultat för skillnader i simulerade årsmedelpriser i avsnitt 5.3.3.

5.3.1 Sverige

Figur 26 visar simulerade årsmedelpriser i de svenska elområdena samt i några utvalda närliggande elområden som referens. I samtliga scenarier sker en utjämning av dagens prisskillnader mellan Sveriges elområden fram till 2040, vilket leder till en betydande prisökning framför allt i norra

Sverige. Även i södra Sverige ökar priserna något i samtliga scenarier, som en följd av den priskonvergens som sker mellan Norden och kontinenten. Utjämnningen mellan de svenska elområdena förklaras dels av att ökad elanvändning i norra Sverige leder till en jämnare geografisk balans mellan produktion och användning, dels av den kapacitetsförstärkning över Snitt 2 som genomförs inom NordSyd. Därutöver bidrar investeringsoptimeringen till att ny produktion i första hand etableras i områden med högre elpriser, vilket ytterligare minskar prisskillnaderna. I LF, som har lägst elanvändning, kvarstår dock en prisskillnad där norra Sverige har cirka 20 EUR/MWh lägre priser än Tyskland och omkring 5 EUR/MWh lägre priser än södra Sverige. Mellan 2040 och 2050 är prisnivåerna relativt stabila i Sverige och övriga länder, även om priserna minskar något i HP och HF till följd av antagandet om sjunkande kostnader för ny elproduktion. Att årsmedelpriserna år 2050 är högre i framför allt SE1 och SE2 i HP än i HF förklaras av den lägre potentialen för utbyggnad av landbaserad vindkraft som antas i HP.



Figur 26. Simulerade årsmedelpriser (EUR/MWh) i Sverige samt för några utvalda elområden i Sveriges närhet som referens. Klamrar visar spannet mellan det väderår med högst och lägst årsmedelpris.

Figur 27 visar varaktighetskurvor för elpriser i Sverige över alla simulerade timmar, dvs. för alla väderår. Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområdena. Y-axeln har avgränsats till 200 EUR/MWh. Figur 28 och Figur 29 visar dels den del av varaktighetskurvan som omfattar de 100 timmarna med högst elpris, dels den del med lägst elpriser där 1 260 timmar redovisas för att ge en tydligare översikt. I Figur 30 summeras antalet timmar med nollpriser¹⁸ respektive priser över 150 EUR/MWh.

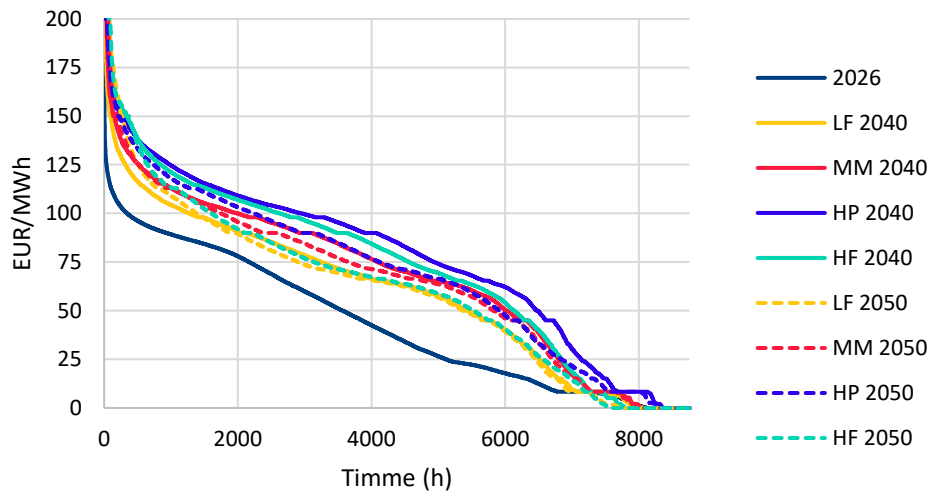
För båda analysåren uppvisar scenariot HF större prisspridning än scenariot HP, vilket framgår av att HF har högre priser i den övre delen av varaktighetskurvan i Figur 28 och lägre priser i den nedre delen i Figur 29. Samtidigt har HP, under större delen av årets timmar, högre elpriser än HF för båda analysåren

MM får för större delen av året ett lägre elpris för 2050 jämfört med 2040. Antalet timmar med nollpriser och elpriser över 150 EUR/MWh är dock relativt lika.

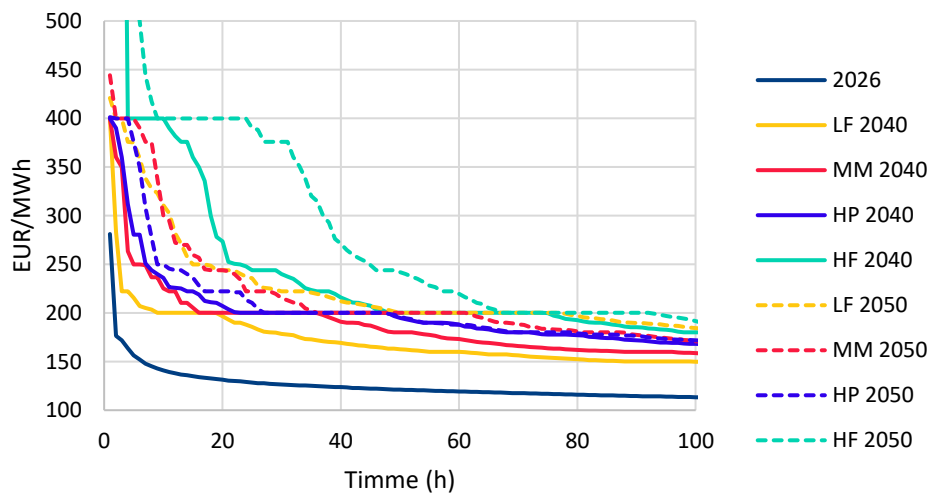
LF har för stora delar av året ett förhållandevis liknande elpris mellan analysåren. Både varaktighetsdiagrammet och antalet timmar med nollpriser och priser över 150 EUR/MWh visar dock att 2050 har högre spridning jämfört med 2040.

Sammantaget ökar prisvolatiliteten i samtliga scenarier vilket innebär både fler timmar med låga priser och fler timmar med höga priser. Effekten är störst år 2050 i scenarierna LF och HF där en del av kärnkraften avvecklas, och minst i HP där kärnkraften byggs ut.

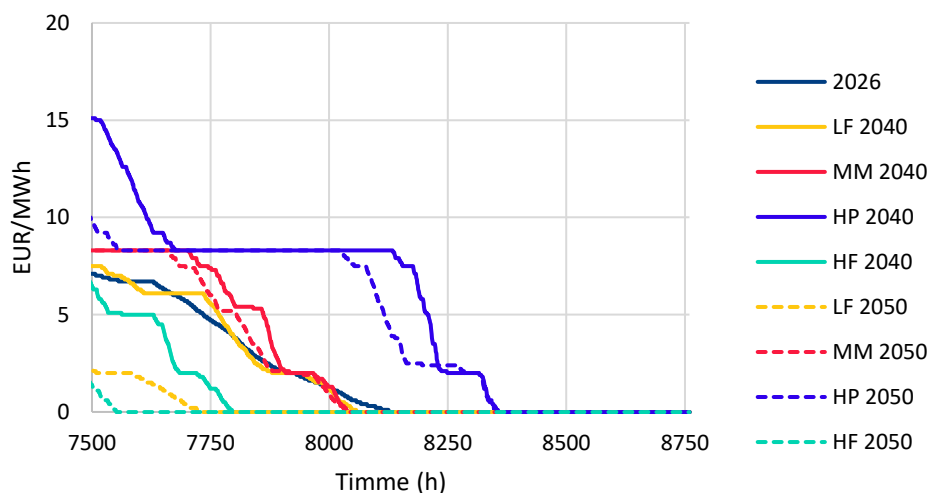
¹⁸ Det bör noteras att det modellerade elpriset aldrig blir negativt, eftersom modellen i sådana situationer i stället spiller förnybar produktion. I verkligheten krävs ofta negativa elpriser för att detta ska vara lönsamt, eftersom förnybar produktion kan ha ytterligare intäkter utöver spotpriset, exempelvis från ursprungsgarantier, dvs. certifikat som verifierar att elen producerats från förnybara energikällor. Detta beaktas inte i simuleringarna



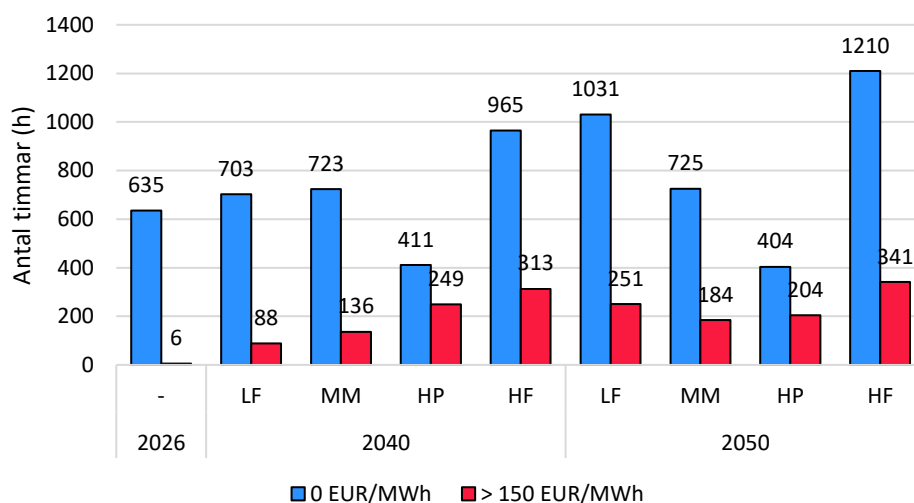
Figur 27. Varaktighetskurvor för elpris (EUR/MWh) i Sverige. Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområdena.



Figur 28. Varaktighetskurvor i Sverige för de 100 timmarna med högst elpris (EUR/MWh). Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområden.



Figur 29. Varaktighetskurvor för elpris (EUR/MWh) för de 1 260 timmarna med lägst elpris i Sverige. Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområdena.



Figur 30. Antal timmar med lågt och högt elpris i Sverige. Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområdena.

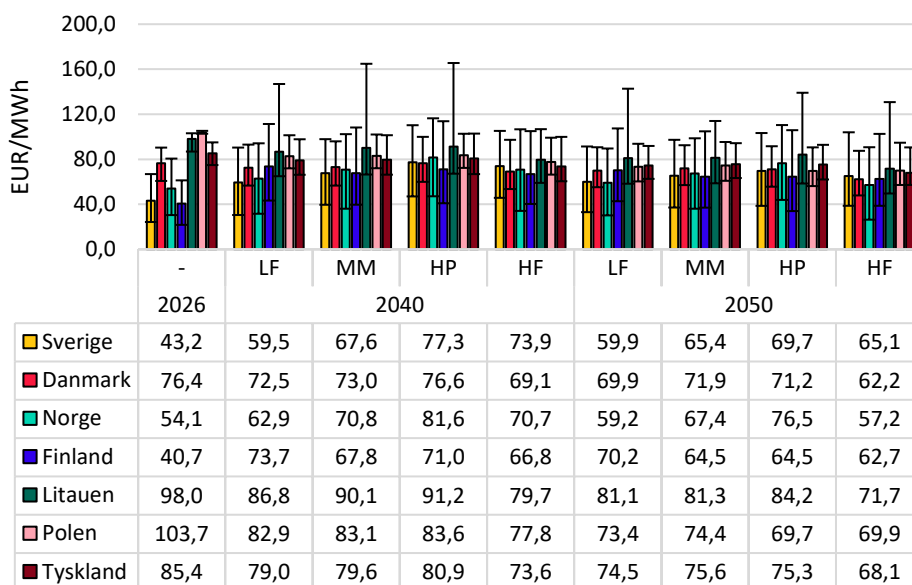
5.3.2 Övriga länder

Figur 31 visar årsmedelpriser i Sverige och samtliga länder med en direkt förbindelse. För länder som består av flera elområden har ett aggregerat elpris beräknats genom viktning av elområdespriserna utifrån respektive områdes årliga elanvändning.

År 2026 har Sverige, Finland och Norge betydligt lägre elpriser än Danmark och övriga analyserade länder. I samtliga scenarier för år 2040 närmar sig elpriserna i de nordiska länderna varandra och etableras på en högre nivå. Prisskillnaderna mellan Norden och kontinenten minskar kraftigt, framför allt i HP och HF med störst ökning av elanvändningen i Norden. I dessa scenarier ligger elpriset i Sverige cirka 5 EUR/MWh under elpriset i Tyskland, medan skillnaden i LF uppgår till cirka 15 EUR/MWh.

År 2050 är elpriserna generellt något lägre i samtliga scenarier jämfört med 2040. Undantag utgörs av Sverige och Finland i scenariot LF. De lägsta elpriserna återfinns i scenariot HF, förutom i Sverige där de lägsta priserna uppnås i scenariot LF. I LF och MM kvarstår dessutom en viss prisskillnad mellan Norden och kontinenten.

Ett genomgående resultat för samtliga analysår och scenarier är att skillnaden i årsmedelpris mellan olika väderår ökar över tid. Detta gäller både på kontinenten, där de årliga variationerna idag är relativt små, och i Norden, som redan idag har större årliga prisvariationer till följd av variationer i den årliga vattenkraftsproduktionen. I takt med att den förnybara produktionen ökar så blir elpriserna alltså mer väderberoende i alla länder.

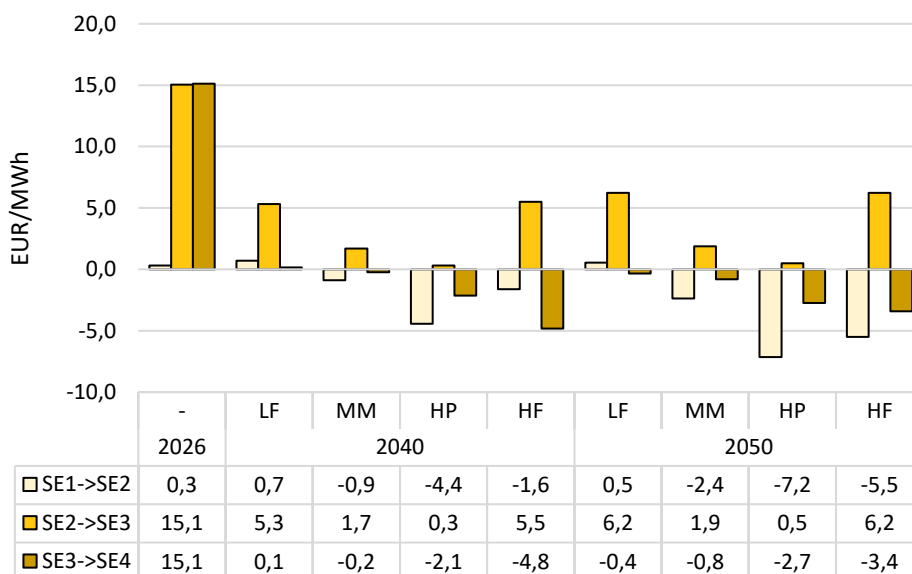


Figur 31. Simulerat årsmedelpris (EUR/MWh) för Sverige och övriga länder. Klammrarna markerar spannet mellan det väderår med högst och lägst pris. För länder med flera prisområden har årsmedelpriset för dessa områden viktats ihop med den årliga elanvändningen.

5.3.3 Prisskillnader

Prisskillnader som uppstår mellan olika elområden ger en indikation om att överföringskapaciteten begränsar flödet mellan elområdena och kan samtidigt peka mot ett behov av att bygga ut kapaciteten. I detta kapitel presenteras skillnader i årsmedelpris mellan olika områden inom Sverige samt prisskillnader mellan Sverige och andra länder.

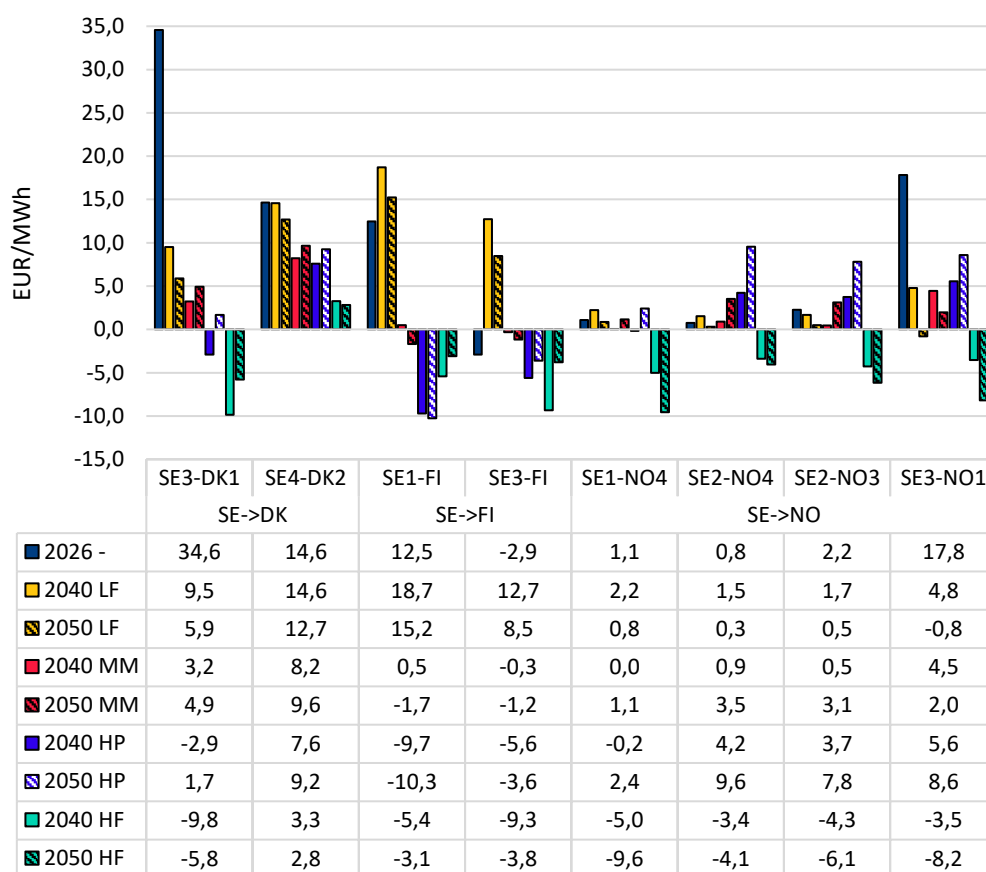
Figur 32 visar prisskillnader i årsmedelpris för de svenska snitten, där ett positivt värde indikerar att priset är högre i det mottagande elområdet (till höger om pilen). Prisskillnaderna över Snitt 2 och Snitt 4 minskar i samtliga scenarier jämfört med 2026 medan skillnaden över Snitt 1 ökar. För samtliga scenarier, förutom LF, uppstår en negativ prisskillnad från SE1 till SE2 då efterfrågan i SE1 förväntas stiga kraftigt i dessa scenarier och dra upp priset i elområdet. Störst prisskillnad blir det i scenariot HP år 2050. Över Snitt 2 blir däremot prisskillnaderna störst i HF och LF. En anledning är den minskade produktionskapaciteten från kärnkraft i SE3 i dessa scenarier. Över Snitt 4 blir prisskillnaden som störst i scenariot HF, med ett lägre årsmedelpris i SE4, bl.a. då balansen i elområdet förbättras.



Figur 32. Skillnader i årsmedelpris (EUR/MWh) över svenska snitt. Ett positivt värde indikerar att elpriset är högre i det mottagande elområdet (till höger om pilen).

Figur 33 visar skillnader i årsmedelpris mellan Sverige och angränsande elområden i Norden. SE4 har lägre elpriser än DK2 i samtliga scenarier, medan prisskillnaderna mellan SE3 och DK1 varierar beroende på scenario. I scenarierna HP och HF har DK1 lägre elpriser än SE3.

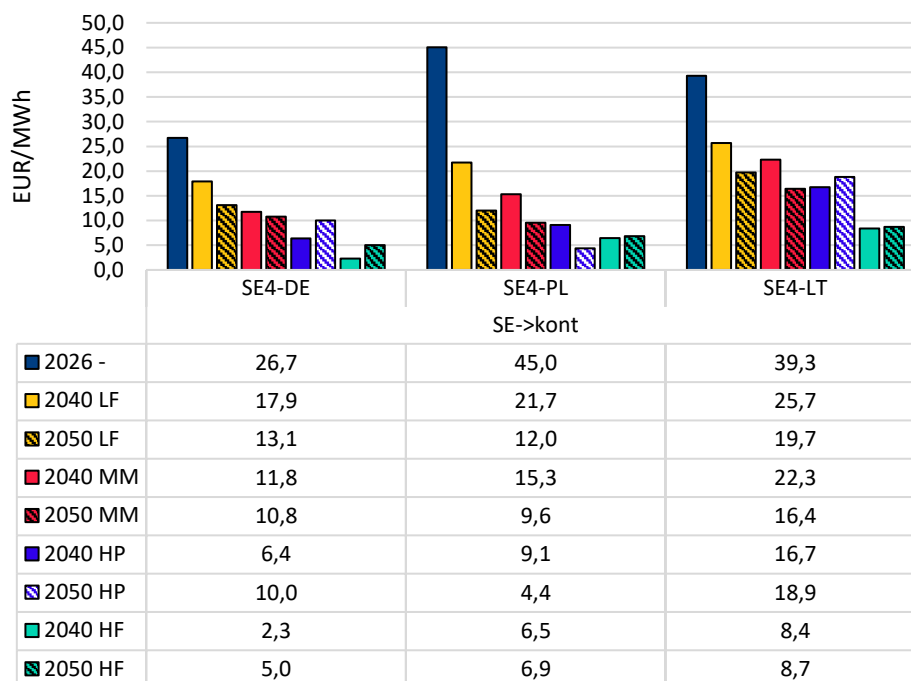
I framför allt HP och HF, men i viss utsträckning även i MM, är elpriserna i Finland lägre än i SE1 och SE3. Norra Sverige har samtidigt lägre elpriser än angränsande områden i Norge i samtliga scenarier utom HF.



Figur 33. Skillnader i årsmedelpris (EUR/MWh) mellan Sverige och angränsande elområden i Norden. Ett positivt värde indikerar att priset är högre i det mottagande elområdet.

Figur 34 visar prisskillnader mellan de svenska elområdena och de övriga europeiska länder som Sverige har förbindelser till, dvs. Tyskland, Polen och Litauen. I samtliga scenarier är årsmedelpriset lägre i Sverige än i dessa länder.

Generellt är prisskillnaderna dock mindre i scenarierna jämfört med 2026, vilket är en förväntad effekt av investeringsoptimeringen. Modellen bygger ut produktion där investeringar bedöms vara lönsamma, vilket i hög grad innebär elområden med högre elpriser. Detta bidrar successivt till att minska prisskillnaderna mellan områden och länder.



Figur 34. Skillnader i årsmedelpris (EUR/MWh) mellan Sverige och de europeiska länder som Sverige har elförbindelser till. Ett positivt värde indikerar att priset är högre i det mottagande elområdet

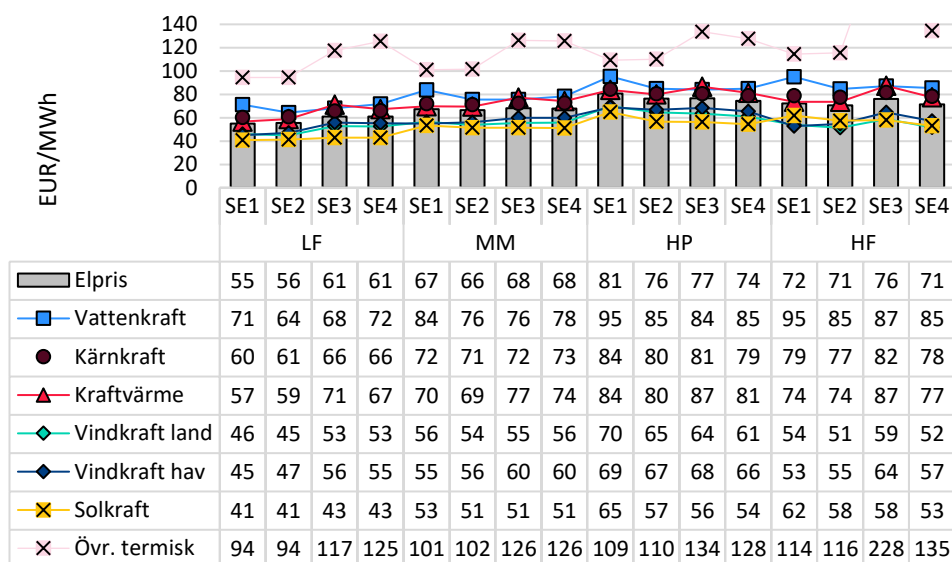
5.4 Lönsamhet för ny produktion

Lönsamheten för ny elproduktion bestäms av samspelet mellan de intäkter som producenterna erhåller på elmarknaden och kostnaderna för att bygga och driva produktionsanläggningar. I detta avsnitt analyseras erhållna elpriser, långsiktiga marginalkostnader och de investeringar som genomförs i de olika scenarierna.

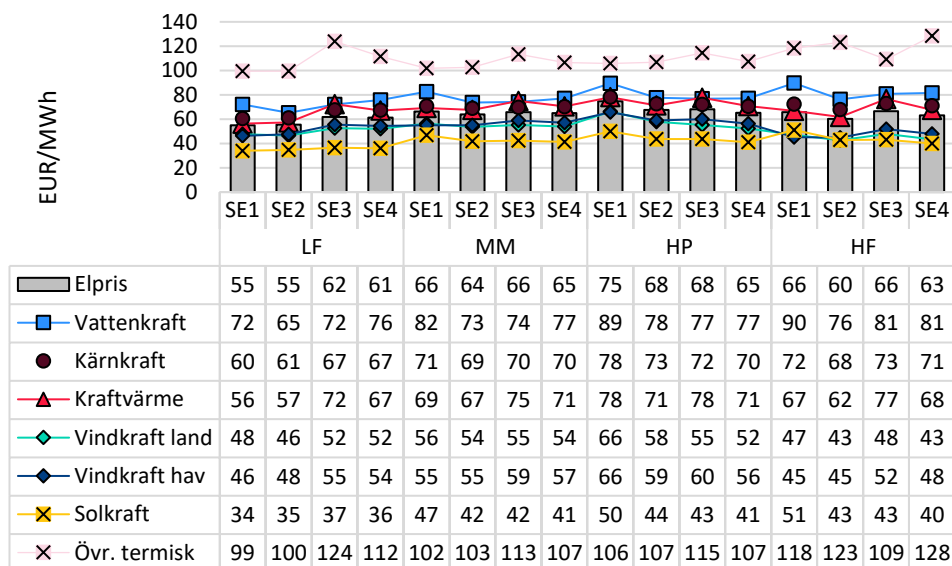
5.4.1 Erhållet elpris

Erhållet elpris är det genomsnittliga elpriset en producent får per enhet såld energi alternativt det genomsnittliga elpriset en konsument betalar per enhet köpt energi. I Figur 35 och Figur 36 presenteras erhållet elpris och årsmedelpris för analysåren 2040 respektive 2050 för olika kraftslag i Sverige. Det erhållna elpriset skiljer sig från årsmedelpriset då det beror på det aktuella elpriset under de timmar ett kraftslag/elanvändare faktiskt producerar/konsumerar. Som figurerna visar så erhåller de intermittenta förnybara kraftslagen, sol- och vindkraft, lägst erhållna priser eftersom de kan buda in i marknaden till låga priser samt pga. kannibaliseringseffekter. Kannibaliseringseffekter uppstår när en ökad utbyggnad av ett kraftslag

leder till att dess produktion i högre grad sammanfaller tidsmässigt, vilket sänker elpriset under de timmar då produktionen är som störst.



Figur 35. Erhållet årsmedelpris per kraftslag jämfört med årsmedelpris för 2040.



Figur 36. Erhållet årsmedelpris per kraftslag jämfört med årsmedelpris för 2050.

Kraftvärme och kärnkraft har högre erhållna elpriser då de i större utsträckning producerar mer under timmarna med högre elpriser eftersom de har större möjligheter att styra sin produktion samt producerar större volymer under vinterhalvåret. Däremot har de båda kraftslagen begränsningar på hur snabbt de kan ändra sin produktion vilket är något som inte beaktas fullt ut i simuleringarna (se avsnitt 1.2). Detta leder till att de presenterade erhållna elpriserna tenderar att vara överskattade. Högst erhållet elpris har övrig termisk kraft samt reglerbar vattenkraft. Reglerbar vattenkraft har, inom vissa begränsningar, möjlighet att styra sin produktion genom att lagra energi i dammar vilket gör att den producerar under timmar med ett högre elpris vilket resulterar i ett högre erhållet pris än årsmedelpriset. Övrig termisk kraft producerar under årets dyraste timmar pga. sin höga marginalkostnad vilket leder till högst erhållet elpris.

Ett kraftslags erhållna elpris i förhållande till sina kostnader är en avgörande faktor för kraftslagets lönsamhet och därmed ett incitament till utbyggnad. Det är dock viktigt att komma ihåg att det finns fler intäktskällor för kraftproducenter än dagen-före marknaden, såsom PPA:er (Power Purchase Agreements, elköpsavtal¹⁹), deltagande på andra marknader samt eventuella subventioner och stöd.

5.4.2 Långsiktig marginalkostnad

Den långsiktiga marginalkostnaden utgör ett centralt mått för att bedöma olika kraftslags konkurrenskraft i ett framtida elsystem. Kostnaden speglar den intäkt från försäljning av el som krävs för att motivera investeringar i ny produktionskapacitet eller förlängd drift av befintliga anläggningar och ger därmed en indikation på vilka tekniker som kan byggas ut på marknadsmässiga grunder. Figur 37 visar den långsiktiga marginalkostnaden för olika kraftslag tillåts byggas ut i investeringsoptimeringen inom LMA2026.

Den långsiktiga marginalkostnaden för livstidsförlängning av befintlig kärnkraft uppgår till cirka 32-33 EUR/MWh²⁰ och utgör därmed det mest kostnadseffektiva alternativet för att tillföra ny elproduktion. Eftersom det erhållna elpriset för kärnkraft 2050 uppgår till mellan 60 och 78 EUR/MWh (se Figur 36) sker investeringar i livstidsförlängning av befintliga reaktorer i samtliga scenarier upp till den tillgängliga utbyggnadspotentialen.

¹⁹ Ett elköpsavtal är ett långsiktigt avtal där en elproducent säljer el till en köpare till ett i förväg överenskommet pris och/eller villkor.

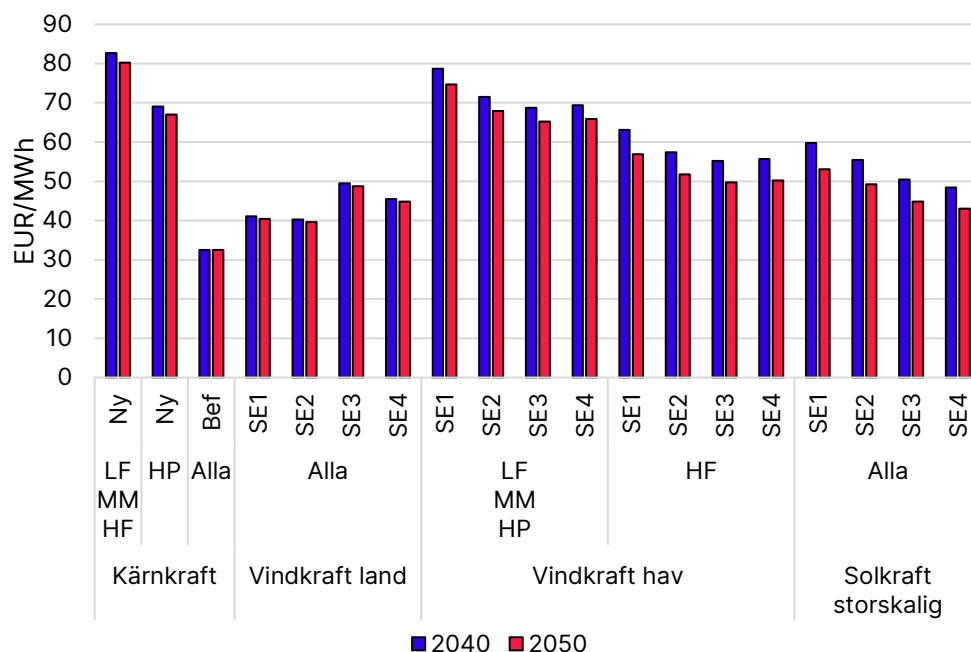
²⁰ Beroende på reaktor, men i Figur 37 visas ett medelvärde.

Landbaserad vindkraft är det näst billigaste kraftslaget och investeringar på kommersiella grunder sker i samtliga scenarier. Marginalkostnaden för ny landbaserad vindkraft bedöms uppgå till 40–49 EUR/MWh, där det lägre intervallet avser norra Sverige med högre fullasttimmar jämfört med södra Sverige. Detta återspeglar antagandet att högre vindkraftverk kan uppföras i norra Sverige, vilket ger tillgång till starkare vindresurser och därmed högre elproduktion per installerad MW. I takt med att den installerade vindkraftskapaciteten ökar sjunker det erhållna elpriset relativt årsmedelpriset pga. ökad kannibaliseringseffekt.

Kostnaden för storskaliga solceller minskar successivt över tid och bedöms 2050 uppgå till 43–53 EUR/MWh. Den högre kostnaden återfinns i SE1, där antalet soltimmar är lägre, medan den lägre kostnaden avser SE4 med mer gynnsamma solinstrålningsförhållanden.

Investeringar i ny kärnkraft sker endast i HP-scenariot, där kostnadsantagandena är lägre än i övriga scenarier. Marginalkostnaden för ny kärnkraft uppgår där till 69 EUR/MWh år 2040 och 67 EUR/MWh år 2050. I övriga scenarier antas kostnaden minska från 83 EUR/MWh till 80 EUR/MWh mellan 2040 och 2050, vilket inte är tillräckligt lågt för att motivera kommersiella investeringar i investeringsoptimeringen.

Kostnaden för havsbaserad vindkraft är lägre i HF-scenariot än i övriga scenarier. Marginalkostnaden för ny havsbaserad vindkraft i HF minskar över tid och uppskattas till 50–57 EUR/MWh år 2050. Den högre kostnaden avser norra Sverige med mindre gynnsamma vindförhållanden, medan den lägre kostnaden återfinns i södra Sverige där vindresurserna är bättre. I övriga scenarier bedöms marginalkostnaden för ny havsbaserad vindkraft uppgå till 65–75 EUR/MWh år 2050.



Figur 37. Uppskattade långsiktiga marginalkostnader i scenarierna för 2040 (blå staplar) och för 2050 (röda staplar), EUR/MWh (2024 års prisnivå). Kostnaderna redovisas per elområde för de intermittenta kraftslagen eftersom antagna fullasttimmar varierar mellan elområden och därmed påverkar kostnadsnivån. För kärnkraft antas samma kostnad oavsett lokalisering, men kostnaderna skiljer sig mellan nyinvesteringar ("Ny") och livstidsförlängning av befintliga reaktorer ("Bef") enligt figuren.

5.4.3 Investeringsutfall i scenarierna

Den lägre efterfrågan på el i LF-scenariot medför även lägre årsmedelpriser, eftersom efterfrågan i stor utsträckning kan mötas genom investeringar i relativt kostnadseffektiva kraftslag, såsom livstidsförlängning av tre befintliga kärnkraftsreaktorer, landbaserad vindkraft samt en exogent antagen utbyggnad av småskalig solkraft. Landbaserad vindkraft byggs ut endogent till den antagna potentialen år 2050 i samtliga elområden, med undantag för SE3 där utbyggnaden understiger potentialen något. Detta beror på att elpriserna i den förenklade investeringsmodelleringen inte fullt ut överensstämmer med de priser som erhålls i den efterföljande elmarknadssimuleringen. För övriga kraftslag uppnås ingen investeringslönsamhet i scenariot.

I HP-scenariot livstidsförlängs samtliga sex befintliga kärnkraftsreaktorer. Därutöver byggs landbaserad vindkraft ut till den antagna potentialbegränsningen i samtliga elområden. Den omfattande utbyggnaden drivs av den höga efterfrågan på el i kombination med en mer begränsad potential för landbaserad vindkraft än i HF-scenariot.

Även storskalig solkraft byggs ut på kommersiella grunder i samtliga elområden utom SE2.

Till skillnad från övriga scenarier blir det även lönsamt att investera i ny kärnkraft. Detta beror på att investeringskostnaderna antas vara lägre, vilket förbättrar kärnkraftens konkurrenskraft relativt andra tekniker. Trots den höga efterfrågan genomförs inga investeringar i havsbaserad vindkraft, eftersom ny kärnkraft utgör ett mer kostnadseffektivt alternativ för att möta det ökade elbehovet.

I HF-scenariot sker investeringar i livstidsförlängning av tre befintliga kärnkraftsreaktorer, landbaserad och havsbaserad vindkraft, storskalig solkraft samt gaskraft. Utbyggnaden av landbaserad vindkraft understiger den antagna potentialen i samtliga elområden utom SE1. Detta beror dels på högre potentialantaganden än i övriga scenarier, dels på ökade kannibaliseringseffekter när vindkraftsproduktionen ökar. Lönsamheten för den landbaserade vindkraften påverkas även av den exogent antagna utbyggnaden havsbaserade vindkraften, vilket särskilt begränsar ytterligare investeringar i SE4. De lägre kostnaderna för havsbaserad vindkraft i HF, tillsammans med goda vindförhållanden i SE3, innebär dessutom att investeringar i landbaserad vindkraft år 2050 delvis ersätts av investeringar i havsbaserad vindkraft.

Storskalig solkraft byggs ut på kommersiella grunder i SE1, SE3 och SE4, och i SE3 utnyttjas hela den antagna potentialen. Några investeringar i ny kärnkraft sker däremot inte, eftersom havsbaserad vindkraft utgör ett mer konkurrenskraftigt alternativ.

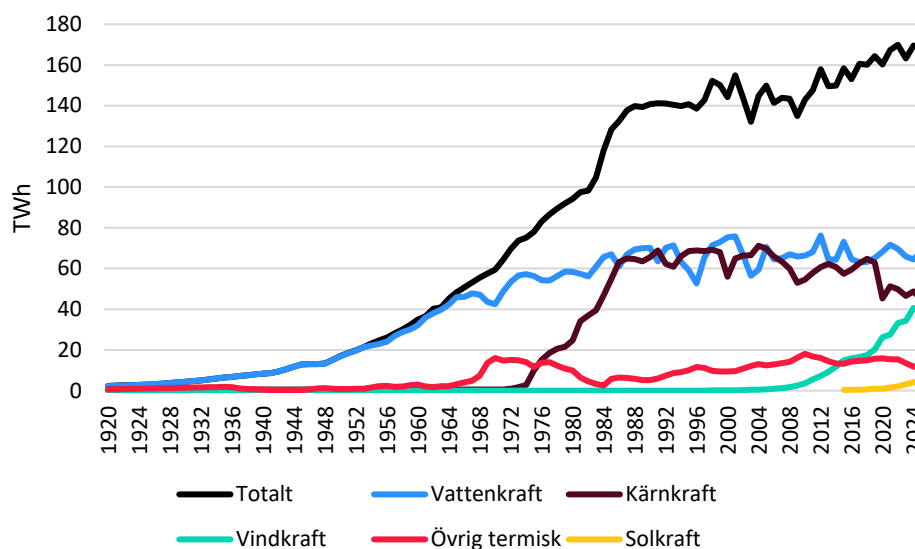
I SE3 investeras i vätgasdrivna gasturbiner (OCGT) både 2040 och 2050 samt CCGT med CCS 2050. Gasturbinerna används som spetslast medan CCGT med CCS fungerar som mellanlast.

5.5 Utbyggnadstakt produktion

För att tillgodose den ökade efterfrågan på el krävs en mycket omfattande utbyggnad av elproduktionen i Sverige. I högelektrifieringsscenarierna HP och HF är utbyggnadstakten betydligt högre än vad som historiskt har uppnåtts under elsystemets utveckling.

Figur 38 visar den svenska elproduktionen 1920–2025. En omfattande utbyggnad av vattenkraften skedde under 1950- och 60-talen, följt av kärnkraftsutbyggnaden under 1970- och 80-talen. Under de senaste 15 åren har även vindkraften byggts ut i snabb takt. Den högsta historiska utbyggnadstakten för total produktion under ett enskilt år har uppgått till

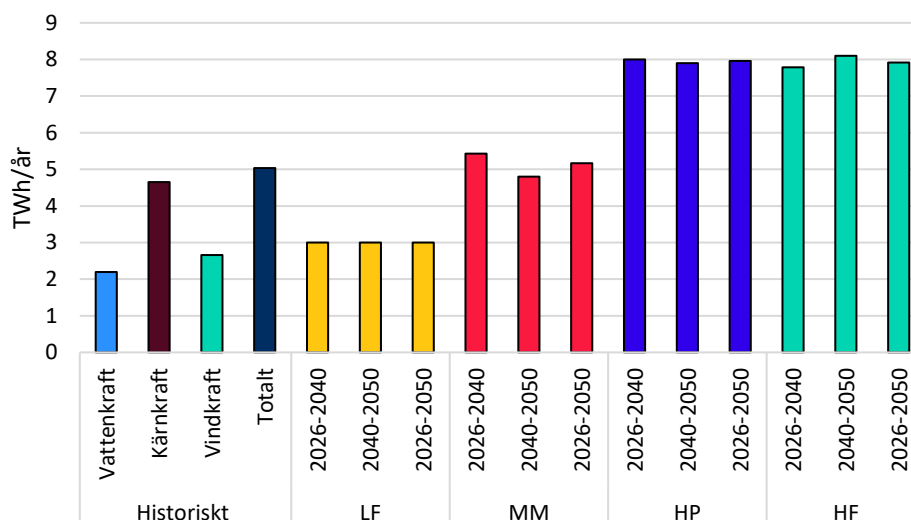
cirka 10 TWh, medan den högsta nivån över en sammanhängande tioårsperiod har varit cirka 5 TWh per år.



Figur 38. Svensk elproduktion, totalt och per kraftslag, från 1920-2025.

En sammanställning av den historiska maximala utbyggnaden över en tioårsperiod samt den utbyggnadstakt som krävs mellan 2026–2040, 2040–2050 och under hela analysperioden 2026–2050 för att realisera LMA-scenarierna visas i Figur 39. I HF- och HP-scenariot uppgår utbyggnadstakten till cirka 8 TWh per år under drygt två decennier, vilket är omkring 60 procent högre än den högsta historiskt observerade nivån över en tioårsperiod. I MM-scenariot ligger utbyggnadstakten i nivå med den historiska maxutbyggnaden, medan LF-scenariot ligger nära den historiska högsta utbyggnadstakten för landbaserad vindkraft.

Figuren visar att ungefär samma utbyggnadstakt krävs under de olika tidsintervallen för scenarierna. Detta gäller trots att den totala produktionen exempelvis inte ökar mellan 2040 och 2050 i LF-scenariot (se avsnitt 5.1.1). Att utbyggnadstakten ändå består beror på att den även omfattar reinvesteringar i landbaserad vindkraft, där anläggningar antas behöva ersättas efter cirka 25 års drift.



Figur 39. Maximal historisk utbyggnadstakt för olika kraftslag under en 10-årsperiod, samt den utbyggnadstakt som krävs mellan 2026-2040 och 2040-2050 samt under hela analysperioden 2026-2050 för att realisera LMA-scenarierna.

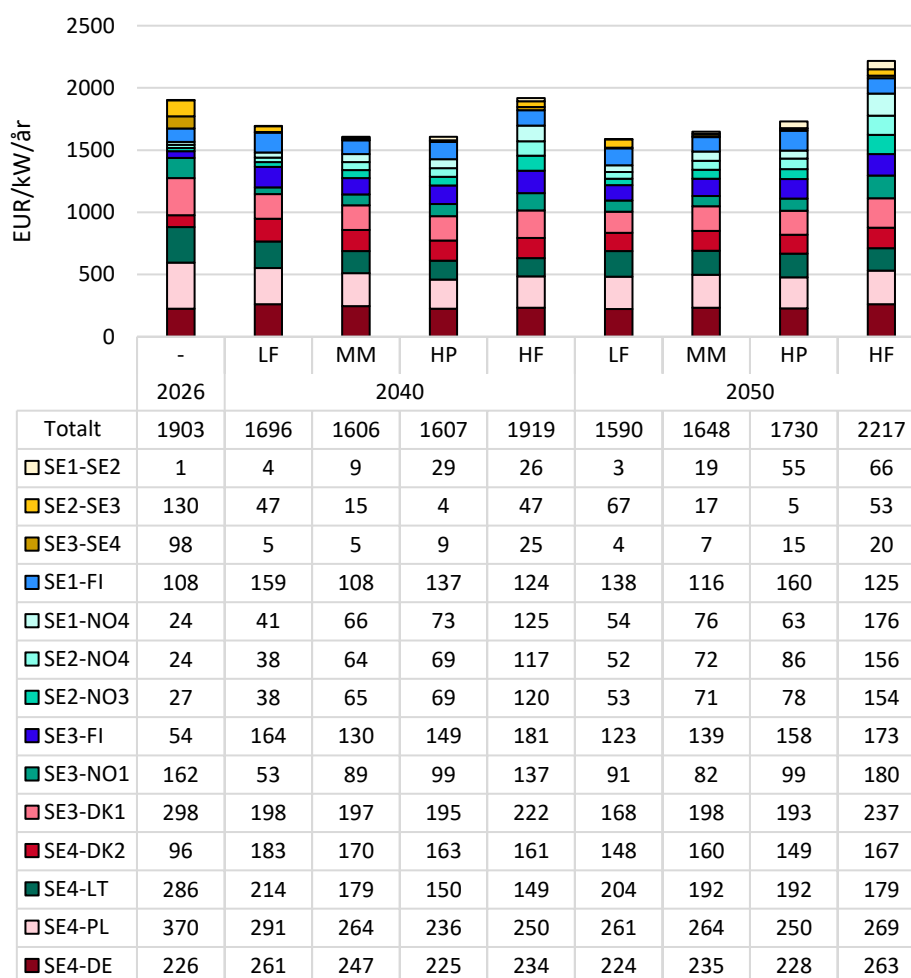
Sammantaget illustrerar detta en central utmaning i scenarierna, särskilt i de med medel och hög elektrifiering: att möjliggöra en snabb och långsiktig produktionsutbyggnad som stödjer utsläppsminskningar i fossildrivna sektorer samtidigt som konkurrenskraftiga elpriser och tillräcklig effektförsörjning upprätthålls.

5.6 Elmarknadsnytta av överföringskapacitet

Elmarknadsnyttan av att öka överföringskapaciteten mellan två elområden beror på de timvisa prisskillnader som finns mellan områdena. En större prisskillnad visar på ett större behov av att överföra el och ger en högre nytta. Elmarknadsnyttan i ett elområde består av konsument- och producentnyttan, samt den del av flaskhalsinkomsterna som tillfaller detta område. När överföringskapaciteten mellan två elområden 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 elmarknadsnyttan av den el som används. Generellt gäller att producentnyttan ökar där elpriset ökar, medan konsumentnyttan ökar där elpriset minskar. Den totala elmarknadsnyttan ökar alltid när man ökar överföringskapaciteten förutsatt att det finns prisskillnader i ursprungsfallet, eftersom den tillåtna rymden av möjliga lösningar över vilken elmarknaden kan maximera nyttan ökar.

För investeringar i elnätet behöver bl.a. elmarknadsnyttan 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 40 visas elmarknadsnyttan som erhålls vid en ökning av överföringskapaciteten för samtliga snitt inom Sverige och för alla existerande förbindelser mellan Sverige och andra länder.



Figur 40. Uppskattad total årlig elmarknadsnytta för utbyggd överföringskapacitet för snitt inom Sverige och till angränsande elområden. Det totala värdet anger summan av alla elmarknadsnyttor, som beräknats separat för varje snitt.

För denna analys har tio väderår simulerats (2004-2013). Väderåren har valts därför att de ger ett medelpris som ligger nära medelvärdet för

samtliga väderår (1980-2023) och ger liknande resultat för elmarknadsnyttan. Vidare har tvåtimmars upplösning använts för att minska beräkningstiden, vilket ger en försumbar påverkan på den simulerade nyttan. Elmarknadsnyttan har beräknats utifrån de prisskillnader som finns varje enskild timme mellan de elområden som kopplas samman av en förbindelse, före och efter en förstärkning av kapaciteten med 500 MW. Resultaten är därför en uppskattning av elmarknadsnyttan som endast beaktar priseffekten i de områden som kopplas samman av en förbindelse, men som ligger nära den totala elmarknadsnyttan för alla länder.

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. År 2026 utgör nyttan av förstärkningar från Sverige till kontinenten (inklusive Danmark) 67 procent av den totala nyttan för alla förbindelser. Detta beror på de stora prisskillnader som finns i nuläget mellan Sverige och kontinenten. I alla scenarier minskar denna andel till 2050, som ett resultat av en utjämning av priserna mellan Sverige och kontinenten. Effekten är tydligast i scenarierna HP och HF med högst elbehov. I dessa scenarier syns också tydligt att nyttan av kapacitetsökningar mellan SE1 och intilliggande områden i ökad betydligt, vilket är kopplat till den stora ökningen av elbehovet i SE1.

För år 2026 är Snitt 2 det interna snitt som ger högst nytta vid ökad överföringskapacitet, och nyttan överstiger t.ex. nyttan av att bygga ut kapacitet mellan SE1 och Finland. Från år /2040 minskar nyttan betydligt, vilket ska ses i perspektivet att programmet NordSyd då antas vara fullt genomfört vilket gett en ökning av överföringskapaciteten till 10 700 MW. Behovet av ytterligare öknings av överföringskapaciteten på Snitt 2 blir då litet. I alla scenarier utom LF blir istället Snitt 1 det interna snitt som ger högst nytta vid utbyggnad år 2050, vilket även det kan kopplas till den stora ökningen av elanvändningen i SE1.

Sammantaget visar analysen av elmarknadsnyttan att det finns ett stort behov att bygga ut överföringskapaciteten både inom Sverige och till angränsande länder över hela tidshorizonten fram till 2050. Det är också tydligt att nyttan är fortsatt stor även år 2050 trots att prisskillnaderna på årsmedelnivå mellan länder då är betydligt mindre och att Sveriges nettoexport gått ned till omkring noll i scenarierna med medel och hög efterfrågeökning av el. I takt med att Europa ställer om till ett elsystem med mer väderberoende produktion är nyttan av överföringskapacitet hög, även i de fall där skillnaderna i årsmedelpriser jämnats ut. Detta då

prisskillnader i bägge riktningar uppstår vid tillfälliga över- och underskottssituationer.

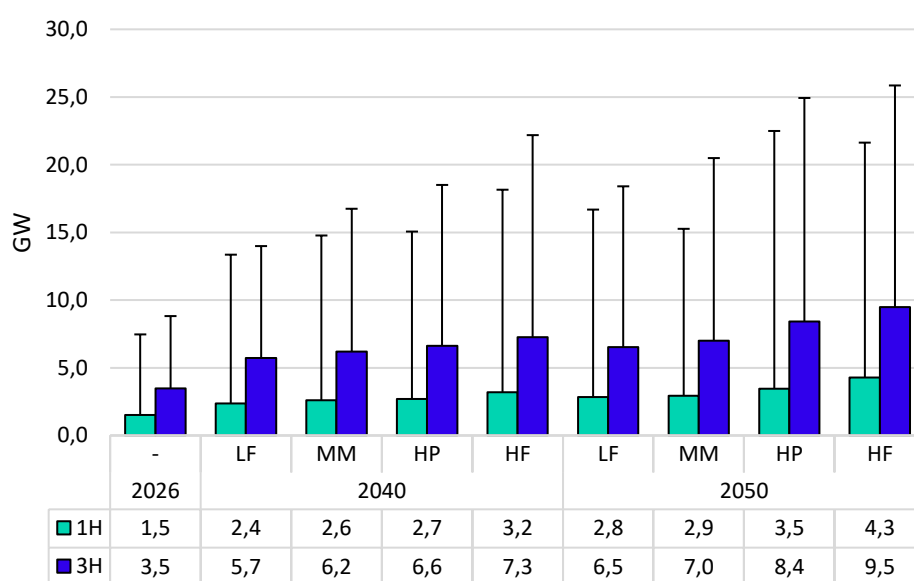
5.7 Balanseringsbehov

I takt med ökningen av väderberoende elproduktion så ökar den variabilitet och prognososäkerhet som behöver kunna hanteras av elsystemet. Detta ökar behovet av flexibilitet från andra resurser i elsystemet, antingen i form av planerbara produktionslag, energilager, efterfrågefleksibilitet, eller flexibilitet från andra länder i form av elhandel. När den väderberoende produktionen ändras kan dessa flexibilitetsresurser upprätthålla balansen mellan elanvändning 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 intradagmarknaden, men även i form av ökad reglerkapacitet som kompenserar för oförutsedda förändringar under driften.

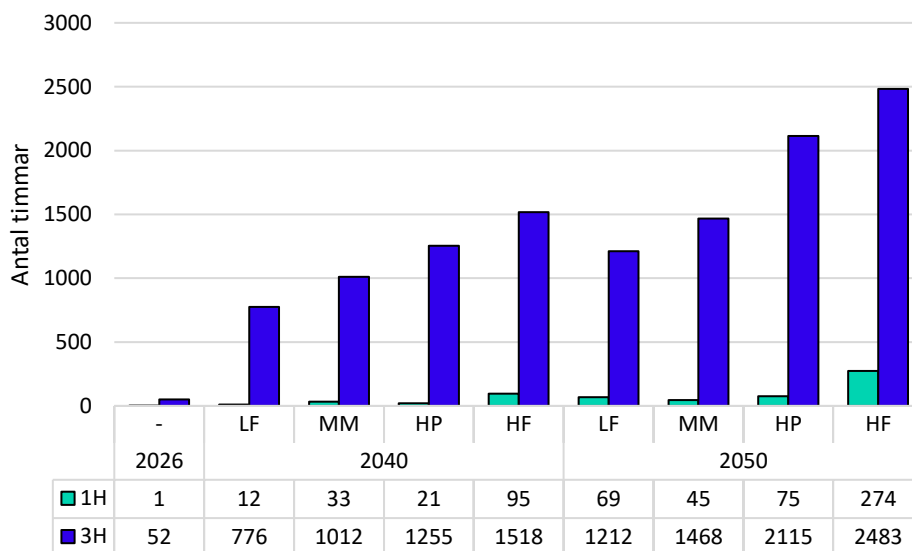
För att hålla balansen krävs både förmåga till lastföljning och reserver för att kompensera för oförutsedda obalanser mellan produktion och elanvändning. I detta avsnitt analyseras hur behovet av dessa resurser påverkas i de olika scenarierna. Behovet av lastföljning analyseras genom att studera variabiliteten i residuallasten och vilka resurser som står för denna balansering i simuleringarna. I simuleringarna balanseras elanvändning och produktion på det sätt som ger lägst kostnad för systemet, och en analys av hur residuallasten balanseras kan därför svara på vilka resurser som kommer behöva användas mer för att balansera elsystemet i framtiden. Simuleringarna ger dock ingen information om hur stora obalanser som kan tänkas uppstå på grund av prognososäkerhet 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 om det framtida behovet av reserver.

Residuallasten består av elanvändning minus icke-planerbar produktion, som måste balanseras av planerbar produktion, energilager, efterfrågefleksibilitet och import. Variabiliteten i residuallasten är därför ett mått på hur mycket lastföljning som krävs av andra resurser i systemet. Figur 41 visar storleken på förändringar i residuallasten som uppstår i Sverige och Figur 42 visar antal timmar som förändringen i residuallasten överstiger 5 GW. Båda figurerna visar resultat för ett- och

tretimmarsintervall. Storleken på förändringar i residuallasten ökar för samtliga scenarier då den förnybara produktionen ökar. Storleken för den 95:e percentilen av förändringar under en timme ökar från 1,5 GW år 2026 till 2,8–4,3 GW år 2050. Störst ramper finns i HF-scenariot som har mest vind och sol, följt av HP-scenariot och därefter scenarierna med lägre elbehov. Den viktigaste drivkraften bakom de ökade ramperna är alltså nivån på elanvändningen, där ett högre elbehov driver en större utbyggnad av väderberoende produktion.



Figur 41. Storlek på förändringar i residuallasten (GW) i Sverige för ett- och tretimmarsintervall. De färgade staplarna visar den 95:e percentilen av förändringarna och klamrarna visar den maximala förändringen. Notera att endast absolutvärdet av förändringarna har studerats, dvs. ingen skillnad görs mellan positiva och negativa förändringar.



Figur 42. Antal timmar då förändringen i residuallasten för Sverige överstiger 5 GW, för ett- och tretimmarsintervall.

I simuleringarna av scenarierna balanseras de förändringar av residuallasten som visas i Figur 41 varje timme med en kombination av olika resurser på det sätt som ger den lägsta totala driftkostnaden för systemet. För att studera hur denna balansering sker kan reglerbidraget från de resurser som bidrar till balanseringen användas. Eftersom det alltid råder balans mellan produktion och elanvändning i modellen kan residuallasten skrivas som summan av planerbara bidrag till produktionen enligt sambandet

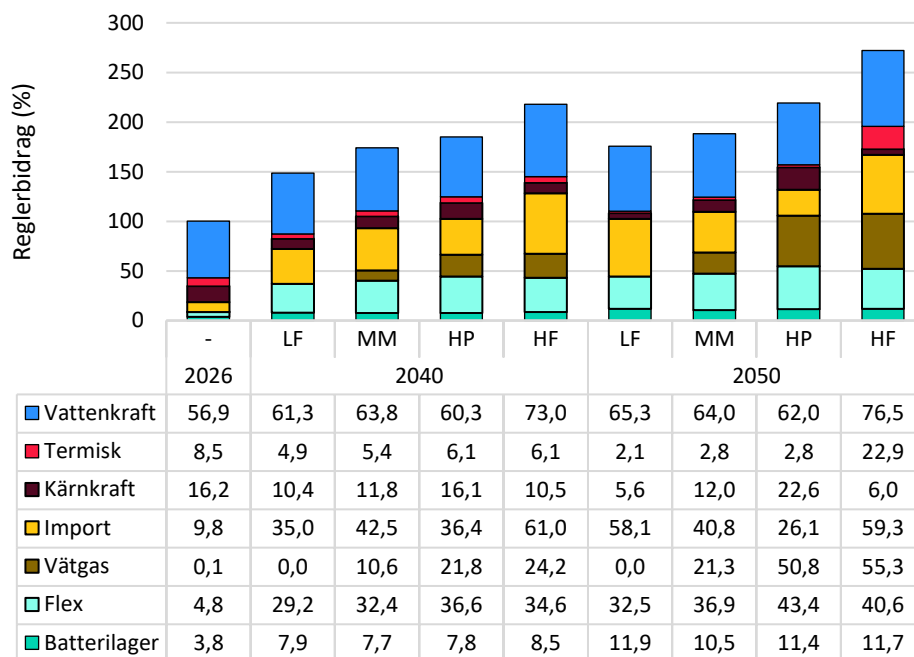
$$\text{Residuallast} = \text{Kärnkraft} + \text{Termisk kraft} + \text{Vattenkraft} + \text{Nettoproduktion energilager} + \text{Flexibilitet vätgas} + \text{Flexibilitet övrig last} + \text{Nettoimport},$$

vilket gäller för varje elområde och varje timme i modellen. För elanvändning för vätgasproduktion samt övrig last är balanseringsbidraget skillnaden mellan den exogent definierade lasten som helt bestäms av lastprofilen och den realiserade lasten, där last kan flyttas i tid med inbyggda lager (flexibel vätgas och elfordon) eller förbrukningsreduktion är möjlig (värmepumpar och vätgas till elektrobränslen).

Det relativa reglerbidraget från olika resurser fås genom att beräkna kovariansen mellan residuallasten och dess komponenter, vilket visas i Figur 43. I denna figur har summan av kovarianserna för de olika komponenterna skalats om till standardavvikelsen för residuallasten, och sedan normaliserats med standardavvikelsen för år 2026. År 2026 står

vattenkraften för 57 procent av balanseringsbehovet i Sverige, följt av kärnkraft som står för 16 procent och import/export som står för 10 procent. Det bör påpekas att kärnkraftens bidrag till balanseringen överskattas, eftersom kärnkraften i modellen är flexibel att ändra sin produktion i spannet 70–100 procent av tillgänglig kapacitet för befintlig kärnkraft och 60–100 procent av tillgänglig kapacitet för ny kärnkraft. Kärnkraften kan i modellen därför användas för balansering i större utsträckning än vad som sker idag. Behovet av balansering ökar betydligt i samtliga scenarier till 2040 och 2050, med drygt en dubbling av standardavvikelsen i residuallasten, i linje med ökningen av ramperna i Figur 41.

Det ökade behovet av balansering tillgodoses av kombinationen av de olika resurser som finns tillgängliga. Främst ökar balanseringen från förbrukningsflexibilitet, batterilager och import, som tillsammans står för en majoritet av balanseringen i samtliga scenarier 2050, upp från 18 procent 2026. Förbrukningsflexibiliteten kommer förutom vätgas ifrån elfordon, värmepumpar och förbrukningsreduktion vid höga priser. Här har särskilt elfordon en stor betydelse, eftersom den stora batterikapaciteten ger möjligheter både att styra när på dygnet elfordon laddar samt att undvika laddning helt under dagar med höga elpriser. Notera att vätgasens roll varierar mellan scenarierna, från att inte ha någon flexibilitet alls i LF till ett betydande bidrag i HP och HF. För en mer ingående beskrivning av hur förbrukningsflexibilitet modelleras hänvisas till kapitel 4.5.

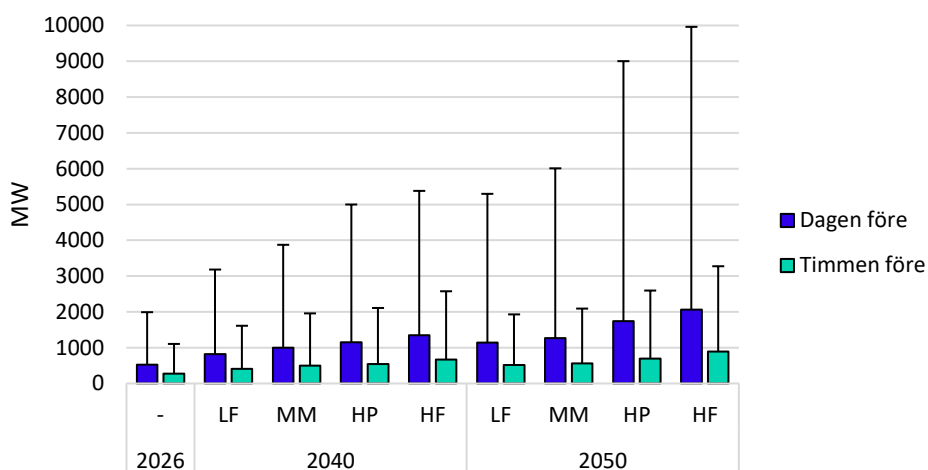


Figur 43. Relativt reglerbidrag för olika flexibilitetsresurser för Sverige. Genomsnitt över samtliga väderår, där reglerbidraget för en resurs beräknats som kovariansen med residuallasten, och summan av kovarianserna för samtliga resurser skalats om till standardavvikelsen i residuallasten, normaliserat med standardavvikelsen för år 2026. Reglerbidraget för år 2026 är därför 100 procent, medan de ökade procentuella reglerbidragen för övriga år speglar ökningen av variabiliteten i residuallasten.

Importbidraget ökar kraftigt i samtliga scenarier men är störst i HF och LF där en del av den befintliga kärnkraften avvecklas, och minst i HP-scenariot där kärnkraften byggs ut. Utbyggd kärnkraft minskar behovet av elhandel med andra länder, samtidigt som kärnkraften i sig kan stå för en större del av balanseringen i HP-scenariot. I HF-scenariot står även den utbyggda termiska produktionen i form av gaskraftverk för en ökande del av balanseringen. Balanseringen från vattenkraft ökar något i samtliga scenarier, vilket visar att ökad väderberoende produktion och elanvändning även ökar behovet av balansering från befintliga resurser som vattenkraften.

I motsats till hur balansering av systemet sker på timbasis kan inverkan av prognosfel inte studeras direkt i de simuleringar som görs av scenarierna, eftersom dessa inte beaktar prognososäkerhet. Istället har en uppskattning gjorts av prognosfelen i scenarierna som baseras på en uppskalning av historiska prognosfel för elanvändning samt för sol- och vindkraft. Figur 44 visar uppskattade prognosfel i residuallasten för Sverige i scenarierna, både för prognosen för dagen-före handeln och för

prognosen timmen innan drifttimmen. De färgade staplarna i Figur 44 visar standardavvikelsen för det uppskattade prognosfelet och klammarna visar prognosfelet för den 99,9:e percentilen, dvs. endast 0,1 procent av timmarna har ett prognosfel som överstiger detta värde. Endast prognosfel där residuallasten blir högre än det prognostiserade värdet beaktas eftersom fördelningen av positiva och negativa prognosfel är likartad. Uppskattningen bygger på en historisk analys av prognosfelet för last, vind, och solkraftsproduktion hos prognoser som görs dagen före respektive timmen innan drifttimmen. Det historiska prognosfelet har sedan skalats upp med den installerade kapaciteten för vindkraft och solkraft, samt den maximala lasten i de olika scenarierna. 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.



Figur 44. Uppskattat prognosfel för residuallasten i Sverige i scenarierna. De färgade staplarna visar standardavvikelsen för prognosfelet medan klammarna visar den 99,9:e percentilen, dvs endast 0,1 procent av timmarna har ett prognosfel som överstiger detta värde. Prognosfelet timmen före indikerar hur stora obalanser som kan behöva hanteras från väderberoende produktion under drifttimmen.

Som kan ses i Figur 44 ökar prognosfelen som behöver hanteras cirka 2–4 gånger i samtliga scenarier till 2050. Prognosfelet timmen innan kvarstår vid stängning av intradagmarknaden och behöver korrigeras av balansmarknaderna, dvs. aktivering av frekvensåterställningsreserver (FRR). Detta fel ger alltså en uppskattning av mängden reserver som behövs för att hantera prognosfel. I princip ska alla prognosfel kunna hanteras, men rent praktiskt sätts ofta en nivå för reserver som inte

täcker hela utfallsrymden. Ifall reserverna dimensioneras för att täcka 99,9 procent av prognosfelen motsvarar därför klamrarna för timmen före i Figur 44 det uppskattade behovet av frekvensåterställningsreserver, vilket visas i Tabell 11.

Scenario	LF	MM	HP	HF
2026	1 100	1 100	1 100	1 100
2040	1 600	2 000	2 100	2 600
2050	1 900	2 100	2 600	3 300

Tabell 11. Uppskattat behov av frekvensåterställningsreserver för Sverige i MW för att hantera prognososäkerhet i residuallasten, utifrån antagandet att reserverna dimensioneras för att täcka 99,9 procent av de prognosfel som återstår timmen innan drifttimmen.

Tabell 11 visar en stor ökning av behovet av reserver från 1 100 MW för 2026 till 1 900–3 300 MW 2050. Det bör noteras att det uppskattade behovet för 2026 är 300 MW lägre än de 1 400 MW som idag upphandlas på kapacitetsmarknaderna för aFRR och mFRR, vilket tyder på att uppskattningen av behovet av reserver är något låg. Detta kan bl.a. bero på att FRR även upphandlas för att täcka N-1, dvs. kunna hantera oplanerade avbrott, men också på att de prognosfel som behöver hanteras är större än de som finns timmen innan, vilket kan ske om en del av prognosfelen på dagen före-marknaden inte kan hanteras på intradag. En annan förenkling är att endast det sammanlagda prognosfelet i Sverige beaktas, dvs. det antas att obalanser åt olika håll i Sveriges elområden tar ut varandra, vilket dock inte nödvändigtvis är fallet och skulle kunna kräva att nätkapacitet reserveras för aktivering av reserver. Uppskattningen ger dock en ungefärlig bild av behovet av reserver och ligger till grund för kostnadsuppskattningen för balansering som görs i kapitel 6.1.

5.8 Rotationsenergi och omriktaransluten produktion

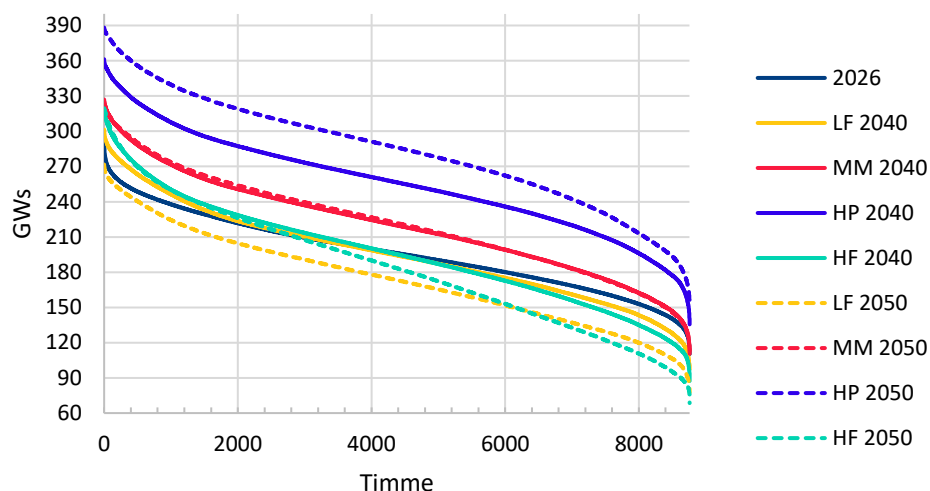
I detta avsnitt undersöks inverkan på elsystemets systemstabiliserande egenskaper i scenarierna. När en allt större andel av produktionen är ansluten till nätet via omriktare minskar den totala upplagrade rotationsenergin i nätets synkrongeneratorer, vilket har stor påverkan på hur robust elsystemet 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 reglersystem som ska hålla nätfrekvensen inom acceptabla nivåer under alla

driftsituationer och störningar som kan uppstå. Vidare har omriktaransluten produktion inte samma direkta spänningsreglerande beteende som synkrongeneratorer vilket kan få negativ påverkan på elsystemets stabilitet vid avbrott eller orsaka nya typer av störningar i systemet. En djupare analys av effekterna av en större andel omriktaransluten produktion gjordes i den senaste rapporten inom ramen för NGDP²¹ samt i Svks rapport "Driftsäkerhet i kraftsystemet"²². I detta avsnitt analyseras hur rotationsenergin i systemet och andelen omriktaransluten produktion förändras i de olika scenarierna, för att förstå hur systemstabiliteten kan påverkas i framtiden. Uppskattningen av rotationsenergin ligger även till grund för den uppskattning av kostnader för reserver som görs i kapitel 6.1 .

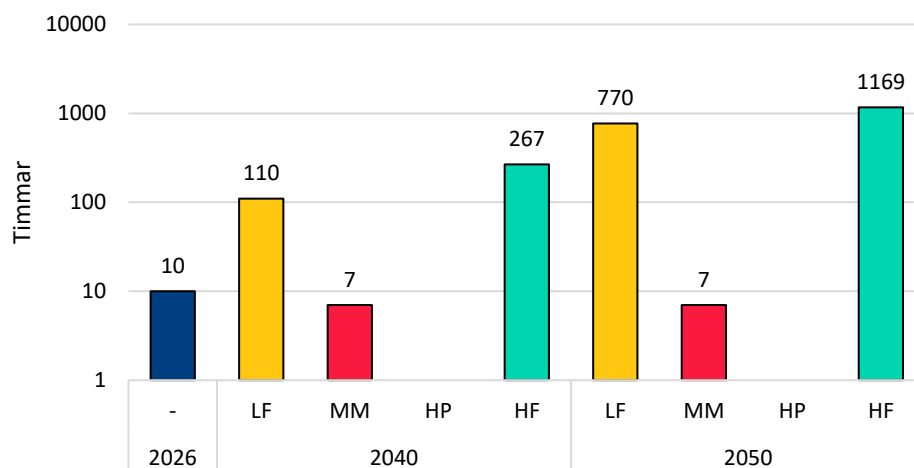
Figur 45 visar varaktighetskurvor för rotationsenergin i det nordiska synkronområdet för scenarierna. Rotationsenergin har beräknats utifrån aggregerade produktionsnivåer för olika kraftslag enligt en modell som skattats för att stämma med den uppmätta rotationsenergin utifrån historiska data. Dessutom visar Figur 46 antalet timmar med rotationsenergi under 120 GWs under ett genomsnittligt år. Förändringen av rotationsenergi i scenarierna beror på en kombination av utbyggnad av vind- och solkraft och de förändringar som sker för kärnkraften. I scenarierna LF och HF 2040 minskar den nordiska kärnkraftskapaciteten till följd av avvecklingen av två befintliga reaktorer i Finland. Tillsammans med den tillkommande förnybara produktionen leder detta till att antalet timmar med rotationsenergi under 120 GWs ökar. I scenarierna MM och HP byggs istället kärnkraften ut vilket höjer rotationsenergin till 2040, framför allt i HP-scenariot. Till 2050 avvecklas häften av Sveriges nuvarande 6 kärnkraftsreaktorer i scenarierna LF och HF vilket sänker rotationsenergin och kraftigt ökar antal timmar under 120 GWs. I HP-scenariot fortsätter istället utbyggnaden av kärnkraft vilket ytterligare ökar rotationsenergin, medan MM-scenariot ligger kvar på liknande nivåer som för 2040.

²¹ Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid, Statnett, Juni 2025, "Nordic Grid Development Perspective 2023". Länk från 2026-06-04: [Nordic Grid Development Perspective 2025](#)

²² Svenska kraftnät, augusti 2025, "Driftsäkerhet i kraftsystemet – framtidens behov och förmågor". Länk från 2026-06-08: [Ny rapport om behov och förmågor i framtidens kraftsystem](#).

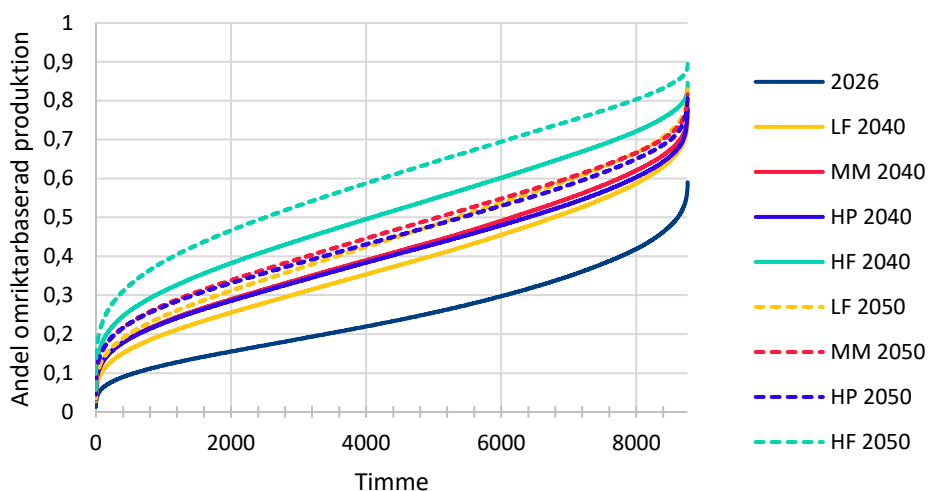


Figur 45. Rotationsenergi för det nordiska synkronområdet i scenarierna.



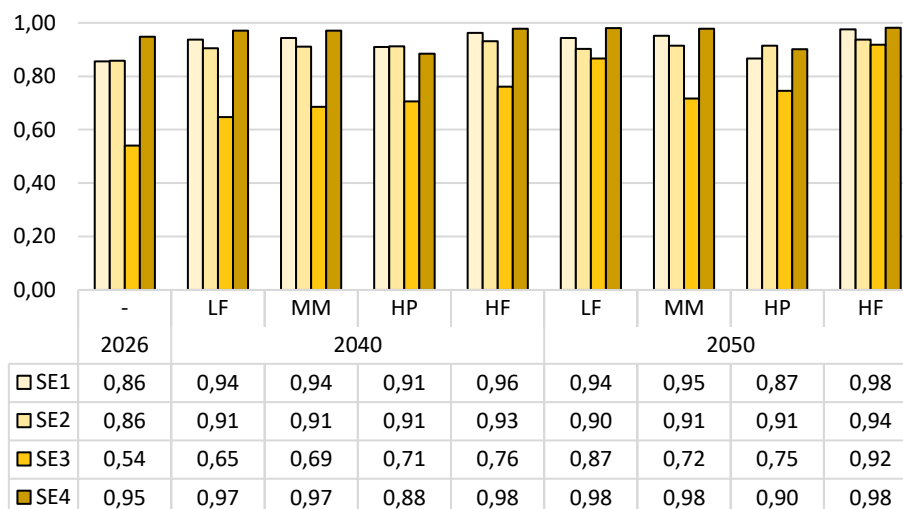
Figur 46. Antal timmar med rotationsenergi lägre än 120 GWs i scenarierna. Observera att y-skalan är logaritmisk.

I Figur 47 visas varaktighetskurvor för andelen omriktaransluten produktion för det nordiska synkronområdet, dvs. hur stor andel av den totala produktionen som kommer från vind- och solkraft samt batterier. För samtliga scenarier sker en stor ökning av andelen omriktaransluten produktion till 2040 som sedan fortsätter till 2050. HF-scenariot har högst andel eftersom scenariot har störst utbyggnad av vind- och solkraft.

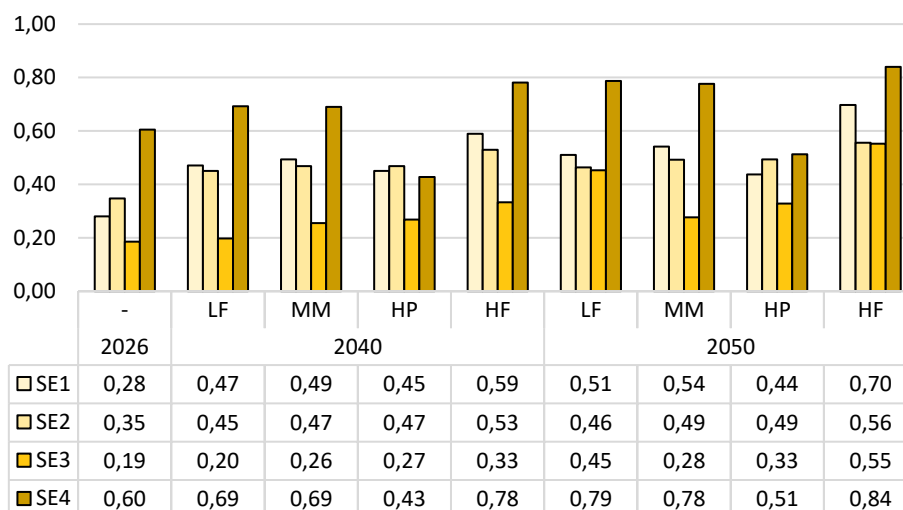


Figur 47. Andel omriktaransluten produktion i det nordiska synkronområdet.

Effekten av hög andel omriktaransluten produktion är mycket lokal och det kan därför få stor påverkan ifall denna andel är hög i vissa delar av nätet. Figur 48 visar andelen omriktaransluten produktion för timmen med högst andel för de svenska elområdena, och Figur 49 visar den genomsnittliga andelen omriktaransluten produktion. Redan år 2026 ligger den maximala andelen omriktaransluten produktion för SE4 på 95 procent. Den maximala och genomsnittliga andelen omriktaransluten produktion ökar för samtliga områden till 2050 i alla scenarier utom i HP. I HP-scenariot leder istället ny kärnkraft i SE4 till att andelen omriktaransluten produktion minskar i detta elområde. Effekten av utbyggnad av kärnkraft ses också tydligt vid en jämförelse av scenarierna HF och HP, där den maximala andelen omriktaransluten produktion ligger i spannet 92-98 procent i HF och 75-91 procent i HP.



Figur 48. Maximal andel omriktaransluten produktion i de svenska elområdena.



Figur 49. Genomsnittlig andel omriktaransluten produktion i de svenska elområdena.

Det finns flera åtgärder som kan vidtas för att hantera ett system med lägre rotationsenergi och större andel omriktaransluten elproduktion. Ett alternativ är att installera exempelvis synkronkompensatorer eller STATCOMs med nätformande förmåga för att bidra med kortslutningseffekt och snabb frekvensstötning i form av exempelvis syntetisk rotationsenergi och dämpning av frekvensoscillationer. Även snabbare frekvensreglering 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. Det pågår kontinuerligt arbete på nordisk

nivå med att se över behovet av reserver för att upprätthålla snabb frekvensstabilitet och ett alternativ som utreds är en dynamisk variant av FFR som komplement till dagens statiska FFR, vilket kan möjliggöra drift vid lägre nivåer på rotationsenergin än idag. 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 mycket hög andel omriktaransluten produktion.

I samtliga scenarier är det därför möjligt att hantera de utmaningar som uppstår till följd av en lägre rotationsenergi och ökad andel omriktaransluten produktion. De mest utmanande scenarierna ur detta perspektiv är LF och HF där hälften av Sveriges nuvarande kärnkraftsreaktorer avvecklas. Den lägre rotationsenergin kan hanteras genom snabba reserver likt nuvarande FFR och möjliga vidareutvecklingar med mer dynamiskt beteende. Vid behov kan även nedreglering av förnybar produktion kombinerat med uppreglering av synkront ansluten produktion användas för att öka systemets mekaniska rotationsenergi. I kapitel 6.1 görs en uppskattning av kostnaden för att på detta sätt upprätthålla frekvensstabilitet. När det gäller andelen omriktaransluten produktion så kan en kombination av de åtgärder som nämnts ovan säkerställa ett driftsäkert system. Dessutom finns i HF-scenariot en större mängd gaskraftverk som kan bidra till nätstabilitet vid behov.

5.9 Resurstillräcklighet

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

Eftersom risken för effektbrist normalt är mycket liten behöver ett stort antal simulering utfall studeras, som innefattar de kombinationer av ogynnsamma väderförhållanden och avbrott på ledningar och kraftverk som kan ge upphov till effektbrist. I LMA2024 studerades resurstillräckligheten med simuleringar i "Security-of-supply"-modulen i BID3, som är effektiv för att snabbt uppskatta resurstillräckligheten för ett stort antal väderår och slumpade fel, men som inte kan ta hänsyn till tidsberoenden som t.ex. uthållighet i energilager. I denna LMA2026 studeras istället resurstillräckligheten genom att köra den fullskaliga marknadssimuleringen, vilket är mer tidskrävande men ger en mer korrekt

bild av resurstillräckligheten. För dessa simuleringar har en upplösning på två timmar använts för att ge rimliga beräkningstider, vilket enligt de jämförelser som gjorts ger resultat som ligger tillräckligt nära de som fås med en upplösning på en timme för att ge en bra bild av resurstillräckligheten. Dessutom har samtliga år har simulerats med perfekt information, dvs. utan vattenvärdesberäkning, vilket inte bör påverka resultaten då energibrist generellt inte utgör ett problem för resurstillräckligheten. De 44 väderåren har simulerats sex gånger vardera för olika kombinationer av oplanerade avbrott. Varje analysår simuleras alltså 264 gånger och sedan används medelvärdet av alla dessa simuleringar för att beräkna den förväntade effektbristen under ett genomsnittligt år.

De avbrottstal som används för att generera oplanerade avbrott visas i Tabell 12. Bränslespecifika avbrottstider är hämtade från ERAA 2025 medan de för kraftvärme och ledningar bygger på egna antaganden utifrån historisk avbrottsstatistik. Det bör noteras att avbrottstiden i Tabell 12 endast avser avbrottstiden till följd av oplanerade avbrott. För samtliga typer tillkommer dessutom avbrottstiden för planerade avbrott, som definieras genom de tillgänglighetsprofiler som används för kraftverk och ledningar.

Avbrottstyp	Avbrottstid (%)	Maximal avbrottslängd (h)
Kraftvärme	5	74
Kärnkraft	4,7	95
Stenkol	8,8	53
Brunkol	7,4	74
Gaskraft	6,2	74
AC-ledning	0,36	116
DC-ledning	4	74

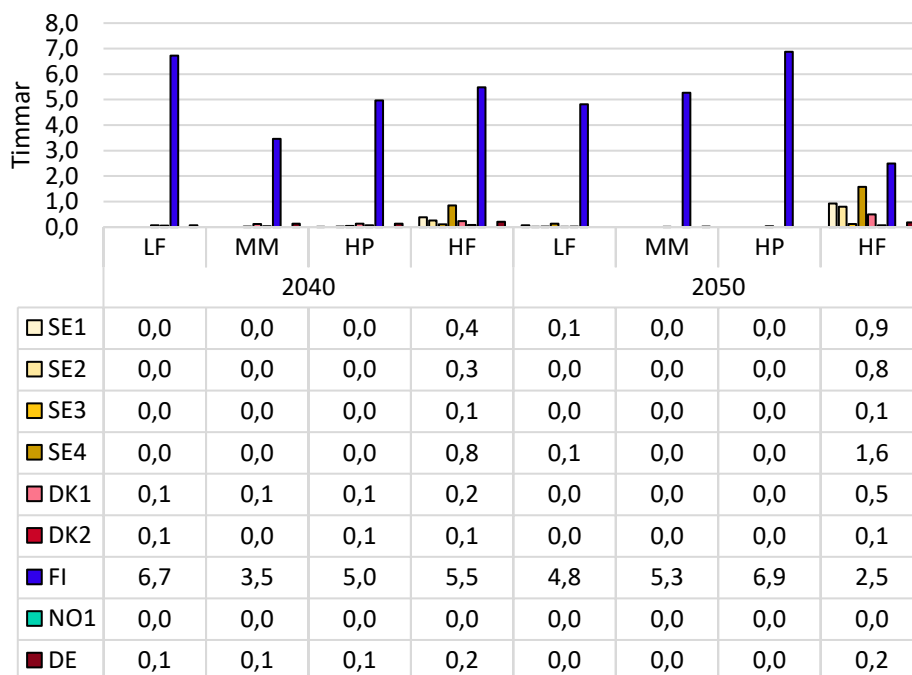
Tabell 12. Avbrottstal för resurstillräcklighetssimuleringar.

Resultaten för resurstillräcklighet visas i Figur 50 och Figur 51. Figur 50 visar LOLE (Loss of load expectation), dvs. det förväntade antalet timmar med effektbrist, och Figur 51 visar EENS (Expected energy not served), dvs. den energimängd som inte kan tillgodoses.

LOLE ligger under 1h för Sverige och de flesta andra länder både år 2040 och 2050 (undantaget SE4 där LOLE är 1,6h för 2050 i HF), och efterlever alltså för de flesta länder lagstiftade normer om vilken resurstillräcklighet

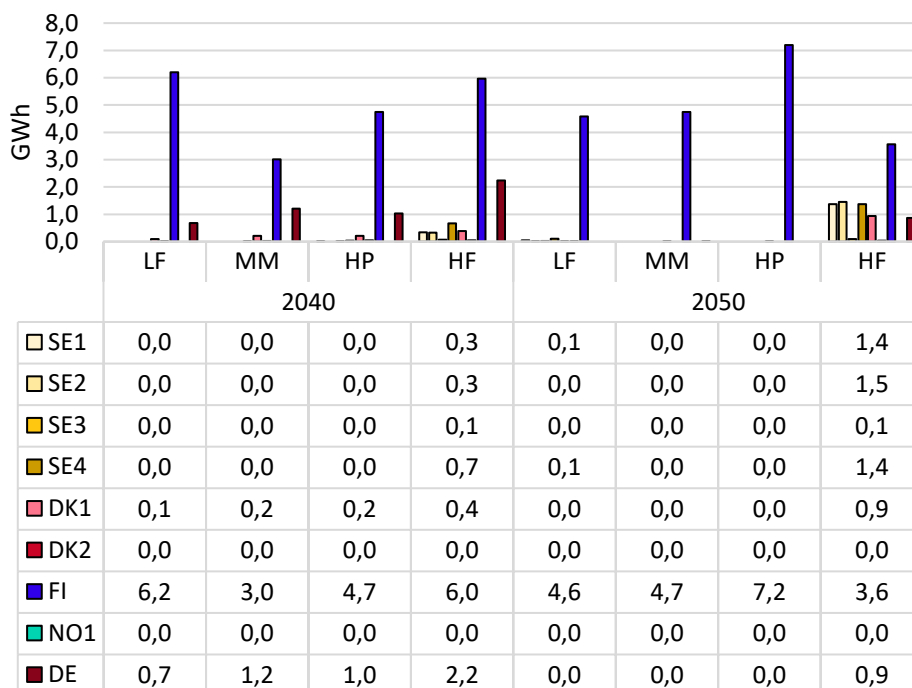
elsystemet ska leverera. Detta visar att de scenarier som tagits fram i LMA2026 med investeringsoptimering och antagande om en "energy only"-marknad (dvs. utan antaganden om kapacitetsmekanismer) generellt ger en god nivå på resurstillräckligheten. Resurstillräckligheten i Sverige är bättre jämfört med t.ex. resultat för år 2035 i ERAA 2025 där LOLE för SE3-SE4 ligger kring 4–6 timmar. Det finns flera förklaringar till att scenarierna uppvisar relativt god resurstillräcklighet:

- LMA-scenarierna har tagits fram med antagande om ett generellt avkastningskrav på 6 procent, medan ERAA 2025 har antagit högre avkastningskrav på t.ex. 6,9 procent för CCGT och 9,9 procent för OCGT. Ett högre avkastningskrav försämrar lönsamheten och gör det svårare att nå ett system med hög resurstillräcklighet.
- Till skillnad från i ERAA har LMA-scenarierna tagits fram genom en investeringsmodellering där samtliga produktionstekniker ingår, dvs. både variabel och planerbar elproduktion. Det gör det möjligt att bygga mer planerbar produktion utan att denna blir olönsam. I ERAA görs däremot enbart en lönsamhetsbedömning för specifika teknikslag vilket kan göra det olönsamt att bygga ut ytterligare planerbar produktion ifall det inte går att samtidigt minska produktionen från övriga produktionstyper.
- De väderår som används i investeringsoptimeringen (1987, 1996, 2015, 2018, 2023) har specifikt valts ut för att innehålla några av de svåraste åren (1987, 1997) bland samtliga väderår (1980–2023). De tester som har gjorts visar att valet av väderår kan få stor inverkan på hur mycket planerbar produktion som byggs, och att valet av väderår därför kan bidra till ett mer robust system.



Figur 50. LOLE för uvalda elområden i Norden och på kontinenten.

Det land som avviker från mönstret om en hög resurstillräcklighet i samtliga scenarier är framför allt Finland som har en LOLE i spannet 1-7h. Detta resultat kan förklaras av ett flertal faktorer som gör det svårare att uppnå hög resurstillräcklighet i Finland jämfört med övriga länder. Finland ligger i utkanten av Europa och har därmed färre utlandsförbindelser som kan jämna ut produktion och elanvändning mellan länder och bidra till högre resurstillräcklighet. Vidare har Finland ett klimat med kalla vintrar och ett högt temperaturberoende i elanvändningen, och saknar i stor utsträckning vattenkraft som bidrar till resurstillräckligheten i Norge och Sverige. Finland har dessutom en relativt stor mängd kärnkraft som skapar ett beroende av ett fåtal stora anläggningar, inte minst Olkiluoto 3 som i nuläget står för cirka 14 procent av Finlands totala elproduktion. Det bör dock påpekas att även resultaten för Finland uppvisar en relativt god resurstillräcklighet, en bit ovanför den nuvarande normen på 2.1 timmar.



Figur 51. EENS för utvalda elområden i Norden och på kontinenten.

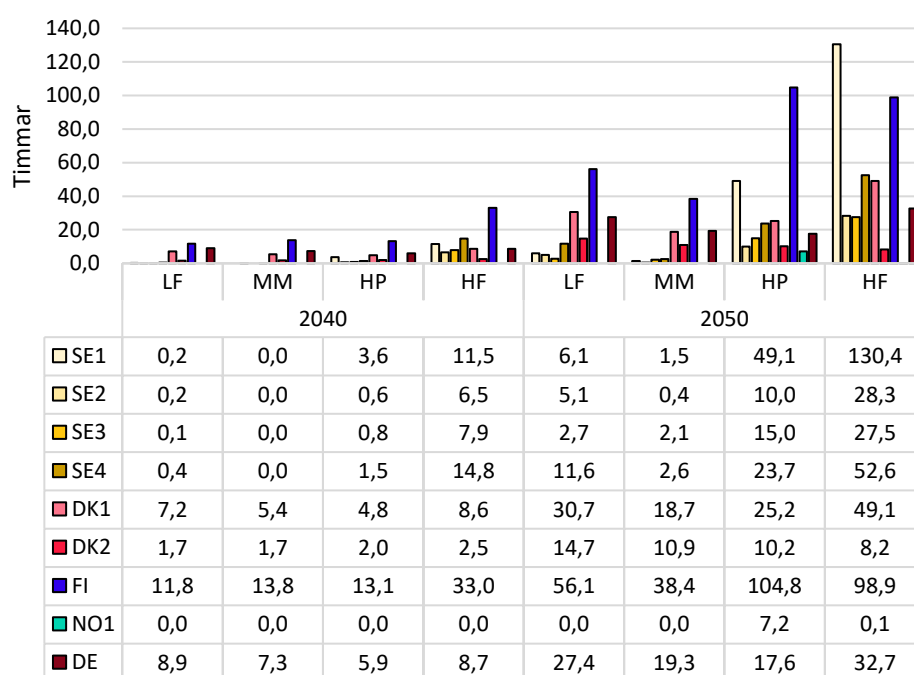
Resurstillräckligheten i scenarierna är ett resultat både av den endogena utbyggnaden av produktion och exogena antaganden för överföringskapacitet och elanvändning. Här spelar framför allt förbrukningsflexibilitet en stor roll. Mer flexibilitet gör det lättare att nå en hög resurstillräcklighet i scenarierna eftersom elanvändningen kan minskas de timmar då effektsituationen är ansträngd.

För att tydliggöra den påverkan som den antagna förbrukningsflexibiliteten får så har resurstillräckligheten även simulerats med en minskning av flexibiliteten från vätgasproduktion. I denna känslighetsanalys har följande flexibilitet tagits bort från modellen:

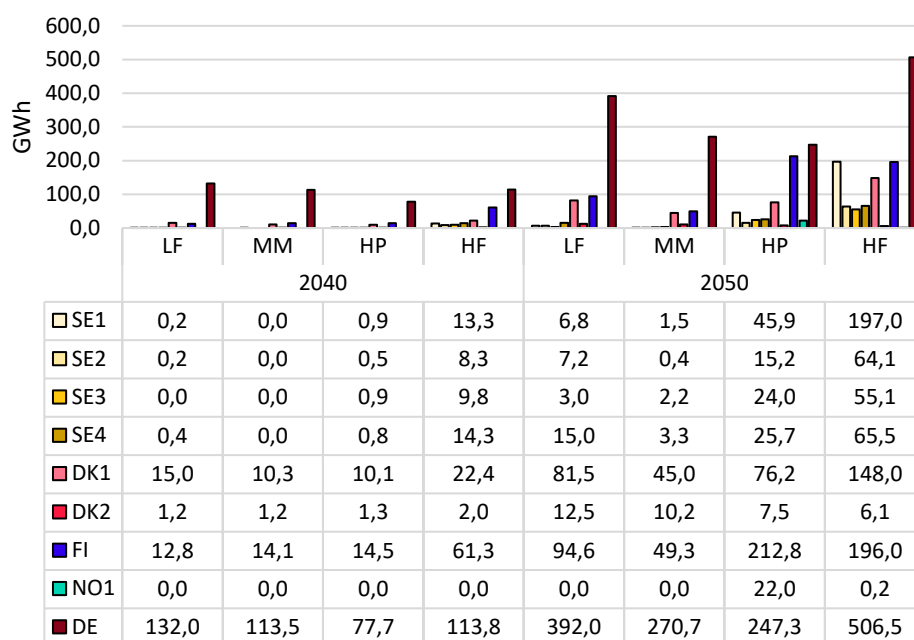
1. flexibilitet från vätgas som går till att producera elektrobränslen för samtliga länder, och
2. flexibilitet från berggrumslager i Sverige.

För Sverige innebär detta att det inte finns någon flexibilitet från vätgas, medan det fortfarande finns betydande flexibilitet i form av lager från saltgrottor på kontinenten. Figur 52 och Figur 53 visar resultaten för LOLE och EENS med reducerad flexibilitet från vätgas. Som syns sker en stor försämring av resurstillräckligheten, framför allt i scenarierna HP och HF där antalet timmar med lastbortkoppling ökar till 49–130 timmar i SE1 år 2050. Även i scenarierna med lägre elanvändning blir försämringen av

resurstillräckligheten betydande med upp till 12 timmar LOLE i SE4 år 2050, vilket betyder att Sverige även i dessa scenarier inte lever upp till den beslutade resurstillräcklighetsnormen. Känslighetsanalysen visar alltså att antaganden för flexibilitet från vätgas får stort genomslag på resurstillräckligheten, framför allt i scenarierna med högst elanvändning. För att möjliggöra dessa scenarier är det nödvändigt att satsningar på vätgas och övrig elintensiv industri genomförs på ett sätt som tar tillvara på möjligheter för flexibilitet, antingen genom lager, möjlighet att tillfälligt gå över till andra bränslen, eller genom minskad produktion under timmar med ansträngd effektsituation och höga priser.



Figur 52. LOLE för utvalda elområden i Norden och på kontinenten med reducerad flexibilitet från vätgas.



Figur 53. EENS för utvalda elområden i Norden och på kontinenten med reducerad flexibilitet från vätgas.

Observera att det inte gjorts någon investeringsmodellering med den minskade flexibiliteten från vätgas. Ifall en sådan hade gjorts hade de ökade priserna till följd av effektbristen gjort det lönsamt med en större utbyggnad av planerbar produktion, vilket i sin tur hade minskat antal timmar med effektbrist i elmarknadssimuleringen. Därför bör känslighetsanalysen snarast ses som en övre gräns för betydelsen av flexibilitet från vätgas.

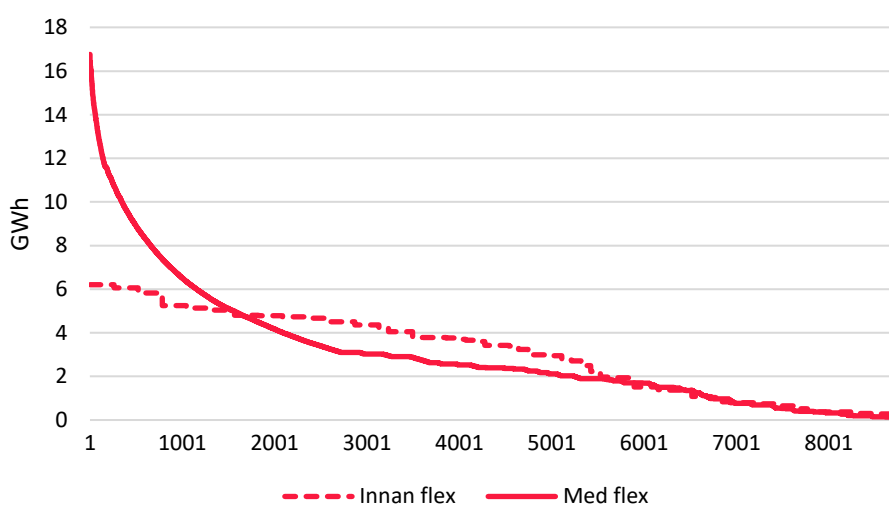
Sammantaget visar alla scenarier i LMA2026 en god resurstillräcklighet, då investeringsmodelleringen ger ett robust system med tillräckligt mycket planerbar elproduktion för att tillgodose elbehovet under de flesta tillfällen för samtliga scenarier. Känslighetsanalysen med reducerad flexibilitet från vätgas visar samtidigt att de antaganden som görs för förbrukningsflexibilitet får stort genomslag på resurstillräckligheten, och att det krävs en betydande flexibilitet från vätgas för att uppnå en acceptabel resurstillräcklighet i scenarierna med högst elanvändning.

5.10 Flexibilitet

Detta kapitel presenterar simuleringsresultat för förbrukningsflexibilitet, för att visa hur flexibiliteten används och vilken inverkan den har på utnyttjandegrad och erhållet elpris för olika typer av elanvändning. Avsnitt 5.10.1 visar resultat för elfordon, avsnitt 5.10.2 för vätgas och avsnitt 5.10.3 för priskänslig förbrukningsreduktion.

5.10.1 Flexibilitet från elfordon

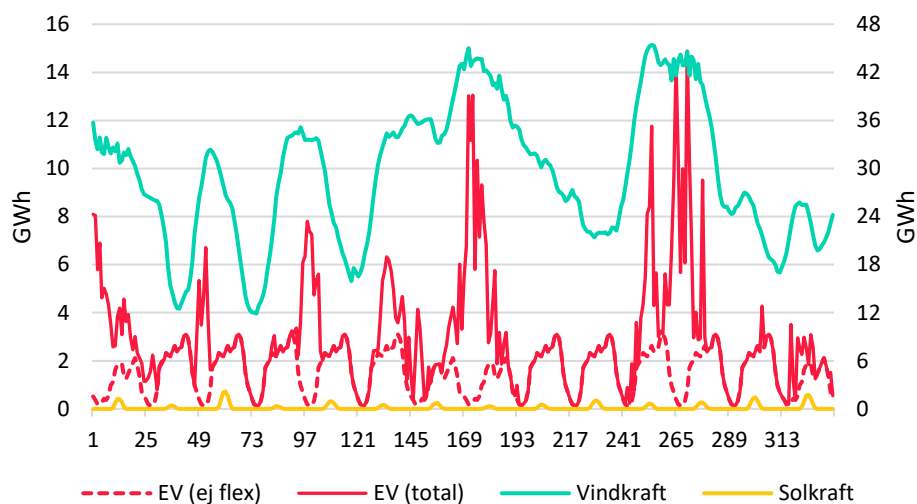
Figur 54 visar varaktighetskurvan för total elanvändning från elfordon i Sverige, dels för den exogent specificerade lasten och dels för den realiserade lasten med flexibilitet. Som ses i figuren förskjuts en stor del av lasten till ett relativt litet antal timmar med hög last, där den maximala lasten en enskild timme blir upp till 17 GWh. Detta sker eftersom elfordon har relativt stor möjlighet att flytta last i tid, då ett typiskt fordon har ett batteri som täcker flera dagars genomsnittlig användning.



Figur 54. Varaktighetskurva för total last från elfordon i Sverige i HF-scenariot år 2050, både för den exogent specificerade elanvändningen utan flexibilitet och den realiserade lasten med flexibilitet.

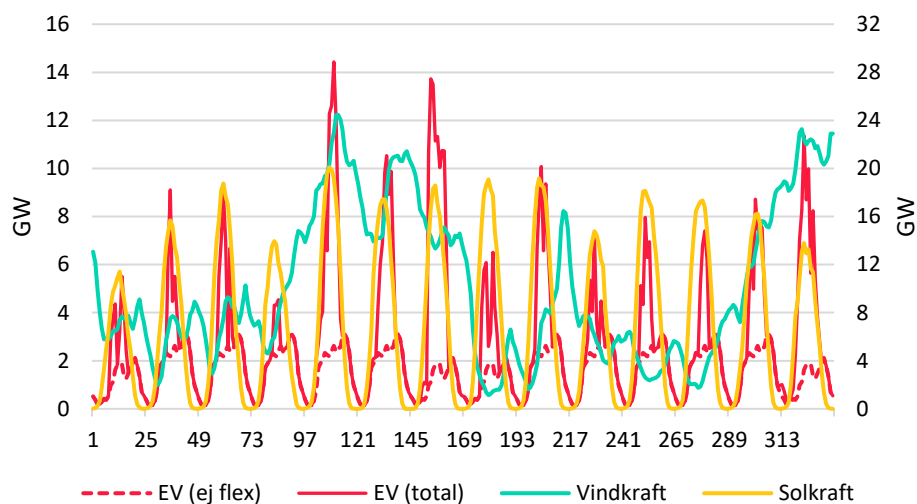
Figur 55 visar hur laddningen av elfordon ser ut under två vinterveckor i HF-scenariot år 2050. Den delen av elfordonen som inte laddar flexibelt har en dygnsprofil där den största delen av laddningen sker under dagen, dvs. då trafikflödet är som högst. De elfordon som laddar flexibelt undviker dock att ladda helt under perioder upp till två dygn, och laddar istället upp batterierna under perioder med hög tillgång på vind, t.ex. topparna under dygn 8 (timme 169 och framåt) och dygn 11 (timme 241

och framåt). Laddmönstret på vinterns styrs alltså övervägande av tillgång på vindkraft. Den höga laddningen sker dessutom i princip alltid på natten, eftersom priserna generellt är lägre på natten under vintertid.



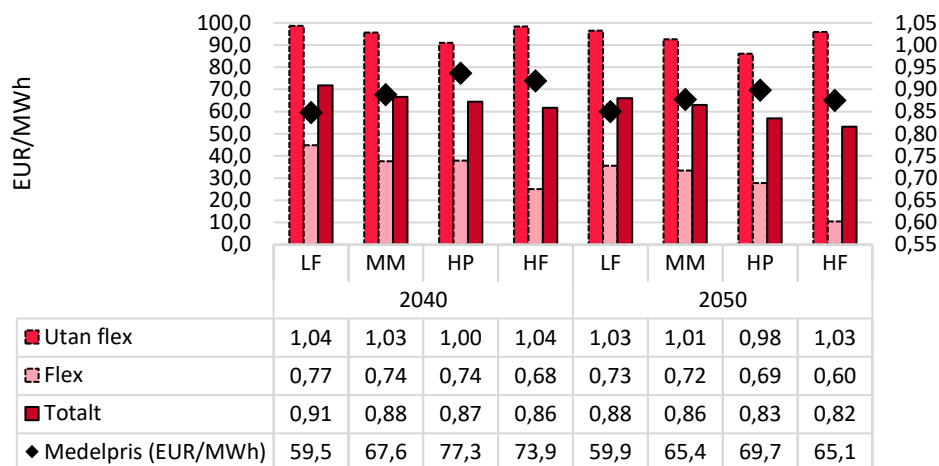
Figur 55. Laddning från elfordon i Sverige för vecka 1-2, väderår 2023 i HF-scenariot år 2050, dels de utan flexibilitet (vänster axel) och den totala elanvändningen (vänster axel), tillsammans med produktion från vind och sol (höger axel).

Figur 56 visar istället hur laddningen ser ut under två sommarveckor, för HF-scenariot år 2050. Under sommaren gör tillgången på billig solkraft att priserna blir låga mitt på dagen och därför sker laddning i princip uteslutande under dagen, även för flexibla elfordon. Det finns dessutom mycket få utdragna perioder med låg laddning, utan laddningen sker enligt en förutsägbar dygnsykel.



Figur 56. Laddning från elfordon i Sverige för vecka 25-26, väderår 2023 i HF-scenariot år 2050, dels de utan flexibilitet (vänster axel) och den totala elanvändningen (vänster axel), tillsammans med produktion från vind och sol (höger axel).

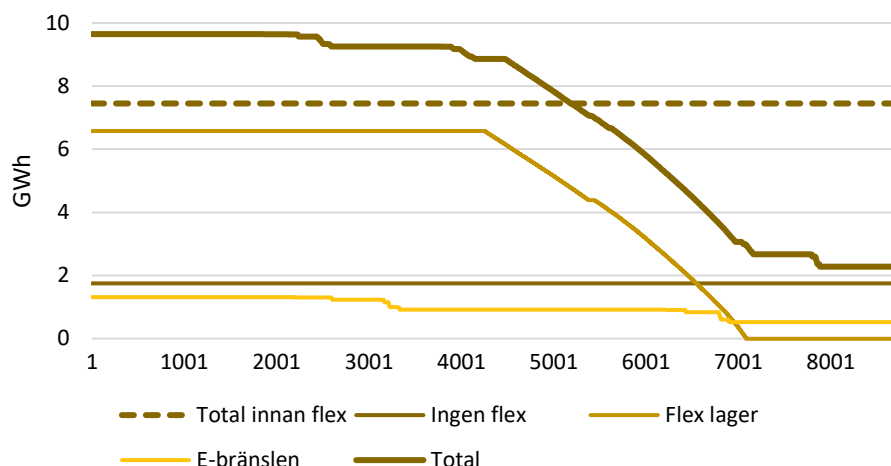
Möjligheten för elfordon att ladda flexibelt gör att det erhållna elpriset för elfordon blir relativt lågt. Figur 57 visar det erhållna elpriset för elfordon relativt årsmedelpriset. Elfordon utan flexibilitet får ett elpris som ligger nära årsmedelpriset. Under vintern är priset på dagen då elfordonen laddar högre än medelpriset, men på sommaren är elpriset på dagen lägre, och dessa effekter tar i stort sett ut varandra. Flexibla elfordon får å andra sidan ett elpris som ligger 30–40 procent lägre än årsmedelpriset. Minst besparing fås i LF-scenariot, och högst besparing i HF-scenariot. Värdet av flexibilitet blir alltså störst i scenarierna med högst elanvändning, eftersom denna driver en utbyggnad av mer förnybar produktion som ökar behovet och därför värdet av flexibilitet. Detta gäller även för HP-scenariot, eftersom det trots den stora utbyggnaden av kärnkraft ändå krävs mer vind- och solkraft för att möta elbehovet jämfört med LF och MM.



Figur 57. Årsmedelpris för Sverige (vänster axel) samt erhållet elpris som andel av årsmedelpriset (höger axel) för elfordon med och utan flexibilitet, samt totalt.

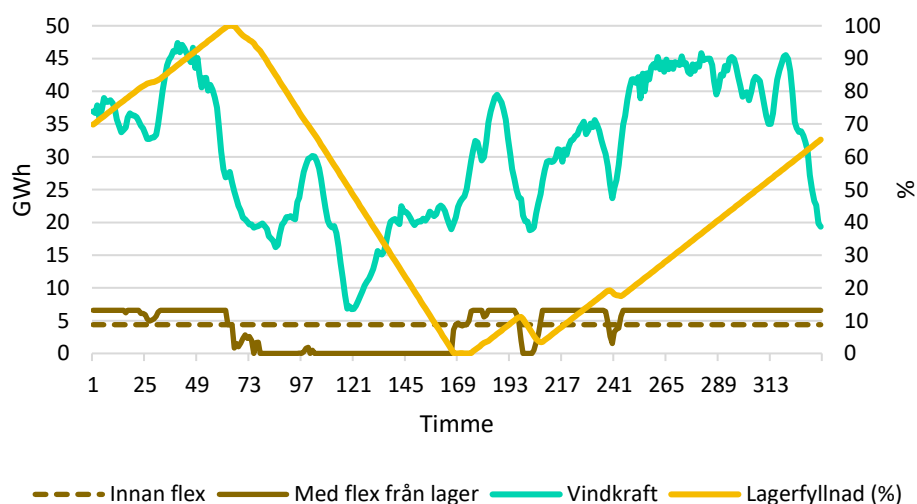
5.10.2 Flexibilitet från vätgasproduktion

Elanvändningen till vätgasproduktion har delats upp i olika kategorier för att modellera olika typer av vätgasbehov med varierande möjligheter att vara flexibla, vilket beskrivs i kapitel 4.5.2. Figur 58 visar varaktighetskurvor för last för vätgasproduktion i Sverige för HF-scenariot år 2050. Vätgasproduktion utan flexibilitet ligger som en konstant last, medan vätgas till e-bränslen har möjlighet att dra ned produktionen vid högre priser. De flesta timmar ligger produktionen av e-bränslen på 70 procent kapacitetsfaktor eller högre, och endast ett fåtal timmar stoppas produktionen helt. Den största kategorin i Sverige är vätgas med flexibilitet från lager, som utgör större delen av satsningarna på fossilfritt stål och järnsvamp i SE1. Här används lagret för att stoppa produktionen av vätgas helt under cirka 10 procent av årets timmar, och cirka 50 procent av timmarna går produktionen på full effekt.



Figur 58. Varaktighetsdiagram för elanvändning till vätgasproduktion i Sverige år 2050 för HF-scenariot.

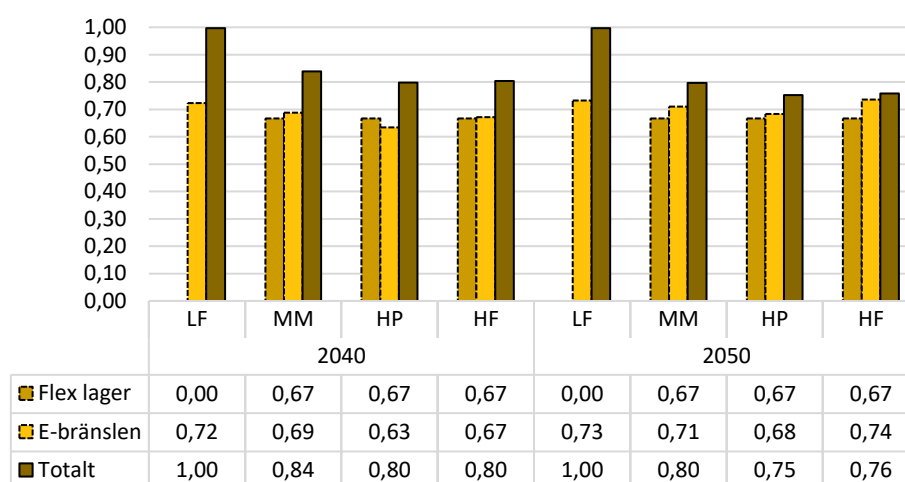
I Figur 59 visas hur vätgasen med flexibilitet från lager agerar under en två vinterveckor med en dipp i vindkraftsproduktion. Vätagaslagret töms då under en period på fyra dygn i stort sett utan vätagasproduktion, med start dygn 4, timme 73.



Figur 59. Elanvändning från vätagasproduktion (vänster axel) med flexibilitet från lager i Sverige för HF-scenariot år 2050, väderår 2023, vecka 5-6, tillsammans med vindkraftsproduktion (vänster axel) samt procentuell lagerfyllnad för vätagaslager (höger axel).

I Figur 60 visas resulterande kapacitetsfaktorer för olika de olika typerna av vätagas i Sverige i de olika scenarierna. Kapacitetsfaktorn för den totala vätagasen är en sammanvägning av vätagasen utan flexibilitet, som alltid

har en kapacitetsfaktor på 1,00, samt flexibel vätgas med lager och vätgas till e-bränslen. Kapacitetsfaktorn för vätgasen med lager är alltid 67 procent, vilket motsvarar en överkapacitet i elektrolysörerna på 50 procent. Kapacitetsfaktorn för e-bränslen år 2050 är något högre och varierar mellan 68–74 procent mellan scenarierna. För LF-scenariot står inflexibel vätgas för den absoluta majoriteten av vätgasen, varför den totala kapacitetsfaktorn blir 1,00.



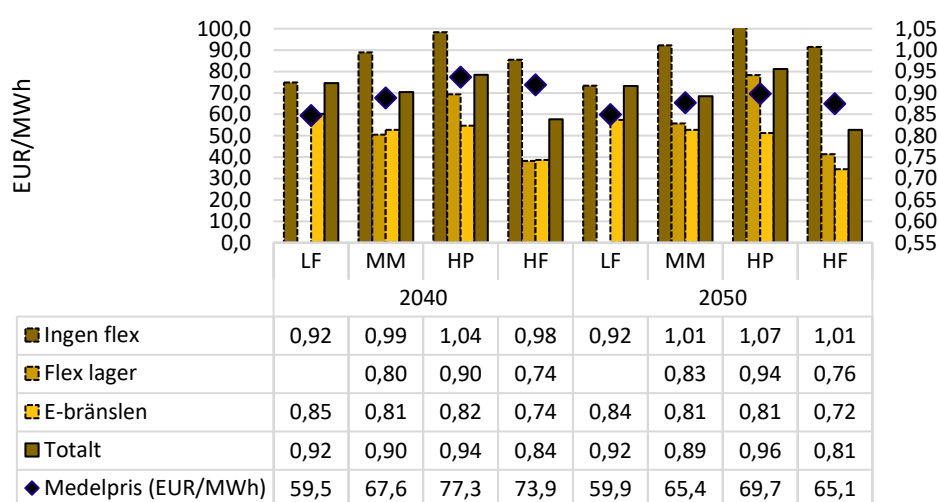
Figur 60. Kapacitetsfaktorer för elanvändning till vätgas i Sverige.

Möjligheten för vätgasen att vara flexibel resulterar i att vätgasen kan få ett lägre elpris än övrig industrilast. Figur 61 visar årsmedelpris tillsammans med erhållet elpris för de olika typerna av elanvändning. Det erhållna priset för vätgas utan flexibilitet varierar mellan 92–107 procent av årsmedelpriset. Anledningen är att årsmedelpriset är ett volymviktat genomsnitt av priset i SE1-SE4. Om fördelningen av vätgas i Sverige var densamma som fördelningen av den totala lasten skulle det erhållna elpriset vara lika med årsmedelpriset, men eftersom majoriteten av vätgasen finns i SE1 så återspeglas den relativa prisskillnaden mellan SE1 och övriga Sverige i det erhållna elpriset för vätgas utan flexibilitet. I LF-scenariot är elpriset i SE1 lägre än övriga Sverige, och vätgasen utan flex får då ett erhållet elpris på 92 procent, medan elpriset i SE1 är högre än övriga Sverige i HP-scenariot år 2050, vilket ger ett erhållet elpris på 107 procent för vätgas utan flexibilitet.

För vätgasen med möjlighet till flexibilitet sjunker det erhållna elpriset med 8–29 procent år 2050 jämfört med utan flexibilitet. Störst minskning fås i HF-scenariot, där det erhållna elpriset för vätgas med lager minskar med 25 procent och för e-bränslen med 29 procent jämfört med utan flexibilitet. För LF-scenariot blir minskningen minst, med 84 procent för e-

bränslen jämfört med 92 procent för inflexibel vätgas, dvs. en minskning på 8 procent. Även för HP-scenariot är inverkan av flexibilitet mer begränsad, med en minskning på 13 procent för vätgas med lager och 26 procent för e-bränslen. Detta visar att värdet av flexibilitet från vätgaslager är starkt scenario-beroende, och är högst i HF-scenariot med mest väderberoende produktion och högst elanvändning.

Förutom att vätgasens flexibilitet ger lägre erhållna elpriser för vätgasproduktion har den även en stor inverkan på resurstillräcklighet i scenarierna, vilket analyseras i avsnitt 5.9.

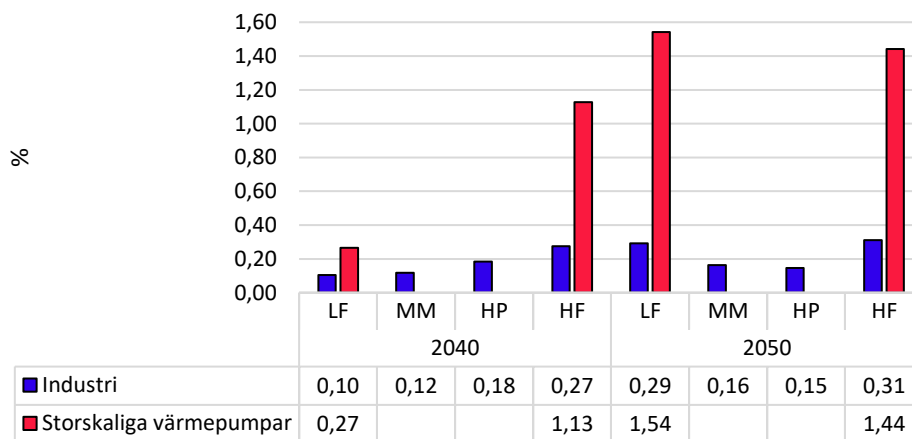


Figur 61. Årsmedelpris för Sverige (vänster axel) samt erhållt elpris som andel av årsmedelpriset (höger axel) elanvändning till vätgas.

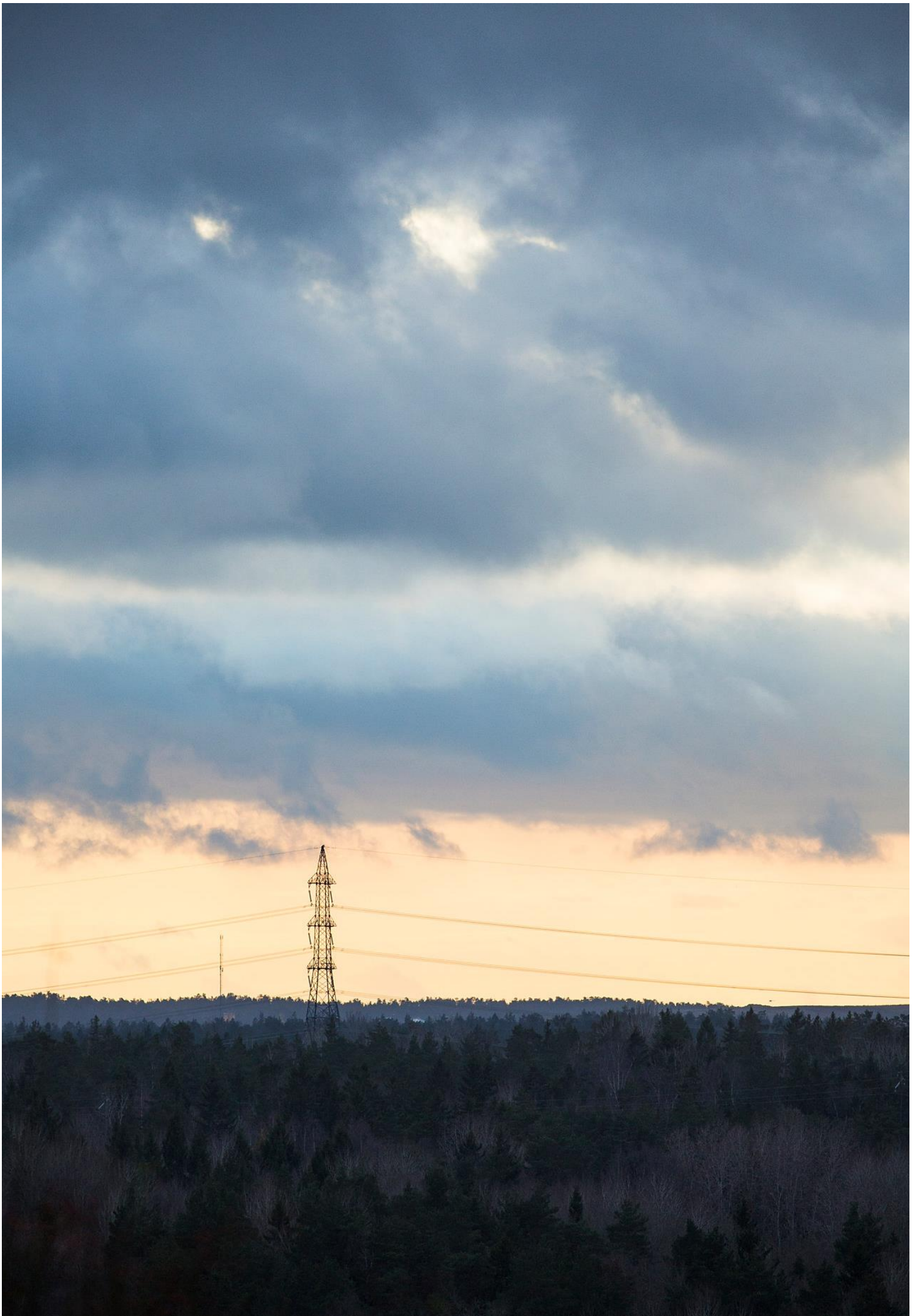
5.10.3 Flexibilitet från förbrukningsreduktion

Förbrukningsreduktion i modellen kan göras från industri, storskaliga värmepumpar, elpannor samt vätgas för e-bränslen, vilket beskrivs i kapitel 4.5.3. I Figur 62 visas aktivering av förbrukningsreduktion för de två förstnämnda kategorierna, eftersom Sverige saknar elpannor och resultat för vätgas redovisas i kapitel 5.10.2 ovan. Förbrukningsreduktion från industrilast sker endast vid höga priser, och aktiveringen är därför mycket begränsad, och motsvarar maximalt 0,3 procent av årsförbrukningen. Förbrukningsreduktionen från storskaliga värmepumpar, som sker vid 200 EUR/MWh, är större och motsvarar upp till 1,5 procent av årsförbrukningen. Notera att storskaliga värmepumpar endast är explicit modellerade i scenarierna LF och HF, där värmepumpar antas ersätta den extra bränslebaserade produktionen av fjärrvärme som fasas ut jämfört med övriga scenarier. Existerande värmepumpar

modelleras implicit i temperaturberoendet hos den generella elanvändningen.



Figur 62. Procentuell förbrukningsreduktion för industri samt storskaliga värmepumpar.



6 Fördjupningsavsnitt

6.1 Balanseringskostnader

I detta avsnitt görs uppskattningar av kostnader för frekvensrelaterade reserver som uppkommer i scenarierna. Frekvensstabilitet behöver upprätthållas på alla tidshorisoner och därför finns ett flertal olika reservmarknader för att säkerställa ett driftsäkert kraftsystem:

- FFR (Fast Frequency Reserves) – Snabba frekvensreserver som aktiveras lokalt då frekvensen sjunker under en given tröskelnivå och hjälper systemet vid låg rotationsenergi.
- FCR (Frequency Containment Reserve) – frekvensreserver för normal drift (FCR-N) och för N-1 (FCR-D) som aktiveras lokalt utifrån uppmätt frekvens, med aktivering proportionell mot frekvens.
- FRR (Frequency Restoration Reserve) – Frekvensåterställningsreserver bestående av mFRR som aktiveras i 15-minutersblock baserat på obalansprognoser och aFRR som aktiveras kontinuerligt utifrån en frekvensbaserad styrsignal. Dessa reserver används för att avlasta FCR efter fel samt för att säkerställa att FCR är tillgänglig för stabilisering av frekvensen och inte används för att hantera normala obalanser mer än nödvändigt.

För att kunna jämföra det totala behovet av reserver mellan scenarierna behöver en uppskattning göras för dessa olika reserver, både i termer av vilken total volym av reserver som behövs (MW) och kostnaden för denna. Behovet av FFR beror på systemets rotationsenergi och kommer därför skilja sig åt mellan olika scenarier. Behovet av FRR beror i stor utsträckning på storleken på obalanser som behöver hanteras på grund av bl.a. prognosfel, och kommer öka med mer väderberoende produktion.

När det gäller behovet av FCR har detta varit stabilt de senaste åren och förväntas i nuläget inte öka i framtiden²³. FCR-N är den primära reserven som används för att hålla frekvensen stabil vid de kontinuerliga obalanser som uppstår i systemet, och har legat stabilt på 600 MW de senaste åren. Dessa obalanser kommer öka med mer väderberoende produktion men å

²³ Svenska kraftnät, "Framtida volymbehov", 2025. Länk från 2026-06-04: <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/framtida-volympbehov/>

andra sidan gör den automatiska aktiveringen av mFRR EAM som infördes år 2025 att FCR-N avlastas snabbare vilket kan minska volymbehovet. Sammantaget är bedömningen att behovet av FCR-N inte kommer skilja sig stort mellan scenarierna. Volymen för FCR-D sätts utifrån dimensionerande fel vilket antas vara oförändrat i scenarierna. Därför kan behovet av FCR utelämnas ur kostnadsuppskattningen, som görs enbart utifrån behovet av FFR och FRR, där det uppstår stora skillnader mellan de olika scenarierna.

Kostnadsuppskattningen för FFR presenteras i avsnitt 6.1.1 och kostnadsuppskattningen för FRR i avsnitt 6.1.2. Slutligen görs en jämförelse av de totala kostnaderna i scenarierna i avsnitt 6.1.3.

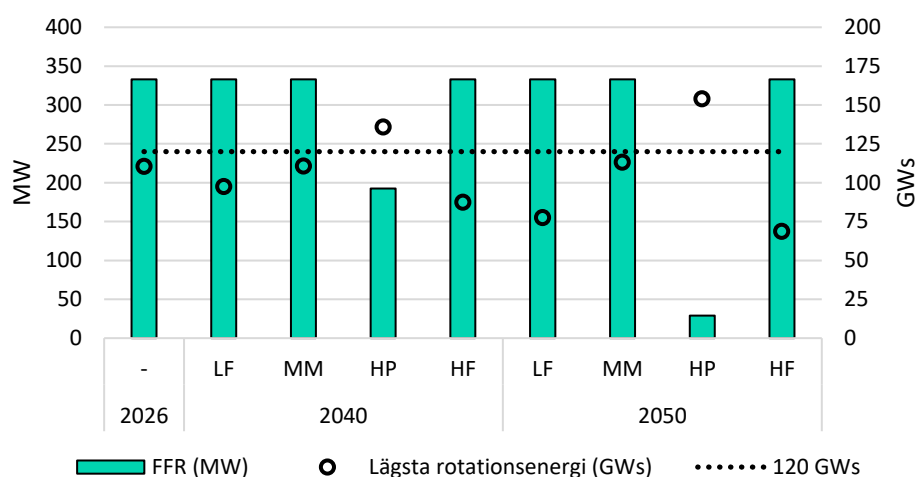
6.1.1 Kostnad för FFR för snabb frekvensstabilitet

FFR upphandlas för timmar då rotationsenergin förväntas vara lägre än 155 GWs, och den totala volymen för Norden ökar successivt till cirka 330 MW då rotationsenergin minskar till 120 GWs. Ifall rotationsenergin är ännu lägre är det inte säkert att FFR räcker för att garantera frekvensstabilitet och det kan vara nödvändigt att vidta andra åtgärder exempelvis i form av nya former av FFR med dynamiska egenskaper. En annan möjlighet är att öka den mekaniska rotationsenergin i systemet genom nedreglering av förnybar produktion och uppreglering av vattenkraft. Här görs en beräkning där nedreglering av förnybar produktion och uppreglering av vattenkraft används för att öka rotationsenergin till 120 GWs alla timmar då denna nivå underskrids medan nuvarande FFR används på samma sätt som idag. Detta antagande görs för att på ett enkelt sätt kunna få en pessimistisk uppskattning av kostnaden för att upprätthålla snabb frekvensstabilitet, även om 120 GWs inte är en absolut gräns för hur låg rotationsenergin kan vara och det redan idag kan vara möjligt att ha ett driftsäkert system med lägre nivåer på rotationsenergin. Den totala kostnaden består alltså av:

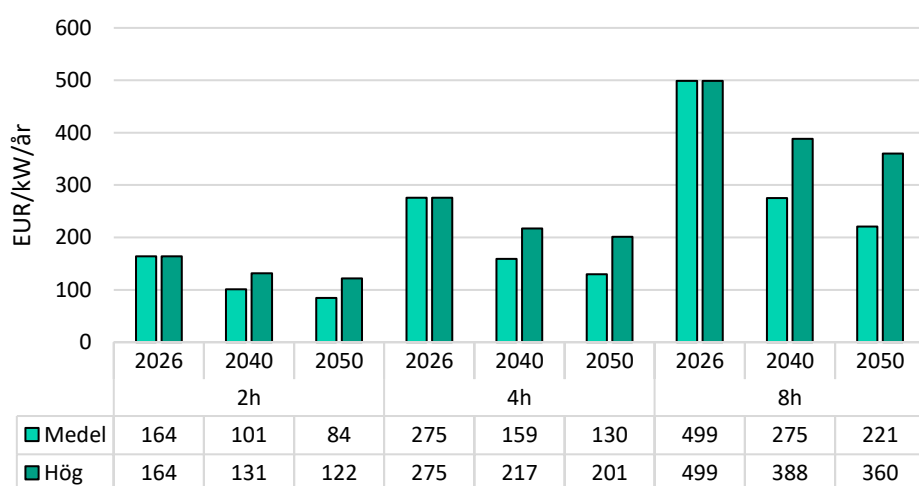
1. Kostnaden för volymen (MW) av FFR som behövs, vilket bestäms av FFR-behovet för timmen med lägst rotationsenergi.
2. Kostnaden för nedreglering av förnybar produktion, och uppreglering av motsvarande mängd vattenkraft, för att säkerställa att rotationsenergin aldrig understiger 120 GWs.

Figur 63 visar behovet av FFR i scenarierna. I samtliga scenarier utom HP understiger rotationsenergin någon gång 120 GWs, vilket betyder att en viss mängd nedreglering är nödvändig och att det totala FFR-behovet är 330 MW på nordisk nivå. Kostnaden för detta volymbehov uppskattas utifrån förutsättningen att FFR-behovet tillgodoses av batterier med

uthållighet på 2h och investeringskostnader medel enligt Figur 64, samt att 25 procent av batteriernas totala kostnader täcks av FFR-marknaden. Motiveringen för detta antagande är att FFR bara avropas under ett begränsat antal timmar, och att batterierna övriga timmar kan vara aktiva på andra marknader.



Figur 63. FFR-behov (MW) och lägsta rotationsenergi (GWs) i scenarierna. Ifall den lägsta rotationsenergin understiger 120 GWs antas att nedreglering av sol- och vindkraft och uppreglering av vattenkraft används för att nå en lägsta nivå på 120 GWs för alla timmar. Därför blir FFR-behovet aldrig större än behovet som uppkommer vid 120 GWs.

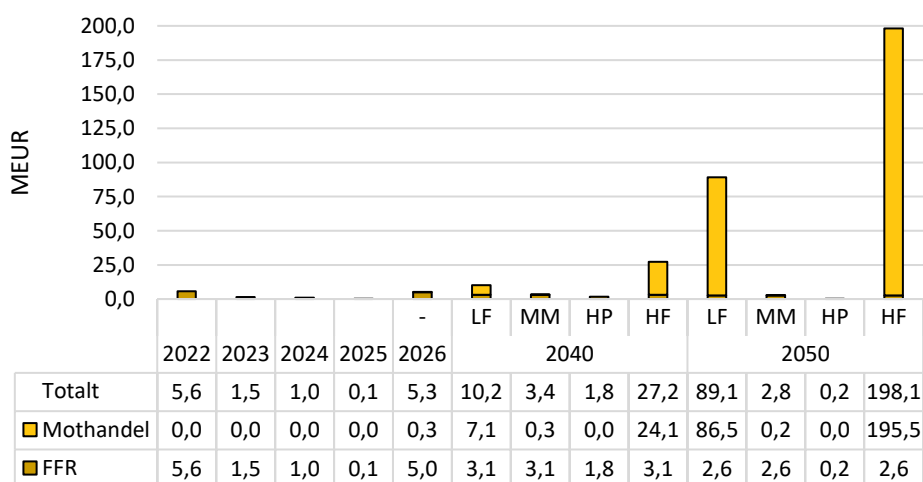


Figur 64. Årliga batterikostnader för batterier med olika uthållighet, där medel motsvarar de kostnader som använts i investeringsmodelleringen.

För att bestämma kostnaden för nedreglering av förnybar produktion, och uppreglering av motsvarande mängd vattenkraft, bestäms först hur

mycket nedreglering (MW) som är nödvändig varje timme då rotationsenergin understiger 120 GWs utifrån vattenkraftens bidrag till rotationsenergin, vilken bestäms på samma sätt som i uppskattningen av systemets rotationsenergi i kapitel 5.8. Kostnaden för denna nedreglering antas förenklat vara två gånger årsmedelpriset i respektive scenario, så att t.ex. den nedreglerade vindkraften får 0,5 gånger årsmedelpriset och den uppreglade vattenkraften 1,5 gånger årsmedelpriset. Generellt kommer priset vara lågt timmar då nedreglering behövs, eftersom det är timmar med hög produktion från sol- och vindkraft.

Figur 65 visar den totala kostnaden för både FFR och nedreglering i scenarierna, tillsammans med den historiska kostnaden för FFR åren 2022-2025. Observera att det som visas är Sveriges andel på 37 procent av de totala nordiska kostnaderna. Som syns är kostnaden för FFR maximalt 5 miljoner euro år 2026, och faller sedan som ett resultat av minskade batterikostnader. För HP-scenariot faller dessutom FFR-kostnaden ytterligare då FFR-behovet minskar. År 2050 sker en stor uppgång i kostnader på grund av nedreglering i scenarierna LF och HF, vilket beror på den stora ökningen av antalet timmar med rotationsenergi under 120 GWs. Detta leder till ett stort antal timmar då nedreglering av sol- och vindkraft behövs, och spillet av förnybar produktion blir cirka 2 TWh i LF-scenariot och cirka 4 TWh i HF-scenariot.



Figur 65. Total kostnad för FFR och eventuell nedreglering av sol- och vindkraft i scenarierna samt historiskt för åren 2022-2025. De värden som visas är Sveriges andel av de totala nordiska kostnaderna.

Det bör poängteras att kostnadsuppskattningen för nedreglering är mycket osäker. Den visar dock att det antagligen skulle bli nödvändigt med andra åtgärder för att hantera lägre rotationsenergi i scenarierna LF

och HF. En sådan möjlig åtgärd är dynamisk FFR, som skulle kunna möjliggöra drift med betydligt lägre rotationsenergi än 120 GWs, och därför undvika de stora kostnader som uppstår år 2050 i scenarierna LF och HF. Generellt visar resultaten att den nuvarande lösningen med FFR är ett kostnadseffektivt sätt att hantera låg rotationsenergi i nuvarande system, men att det uppstår en stor kostnadsökning ifall ytterligare åtgärder som t.ex. nedreglering krävs i stor omfattning.

Jämförelsen med historiska kostnader för FFR visar vidare att uppskattningen för FFR-kostnaden är en relativt stor överskattning av den verkliga kostnaden, som fallit från 5,6 miljoner euro år 2022 till 0,1 miljoner euro 2025. Detta beror på en allt större konkurrens på FFR-marknaden i takt med att utbudet av resurser ökat. Den låga kostnaden visar att FFR-priserna fallit under den nivå där är lönsamt att bygga batterier enbart för att tillhandahålla FFR, men kan förklaras av att även andra typer av resurser är aktiva på FFR-marknaden och att de batterier som deltar också får intjäning från andra marknader.

6.1.2 Kostnad för FRR för balansering av prognosfel

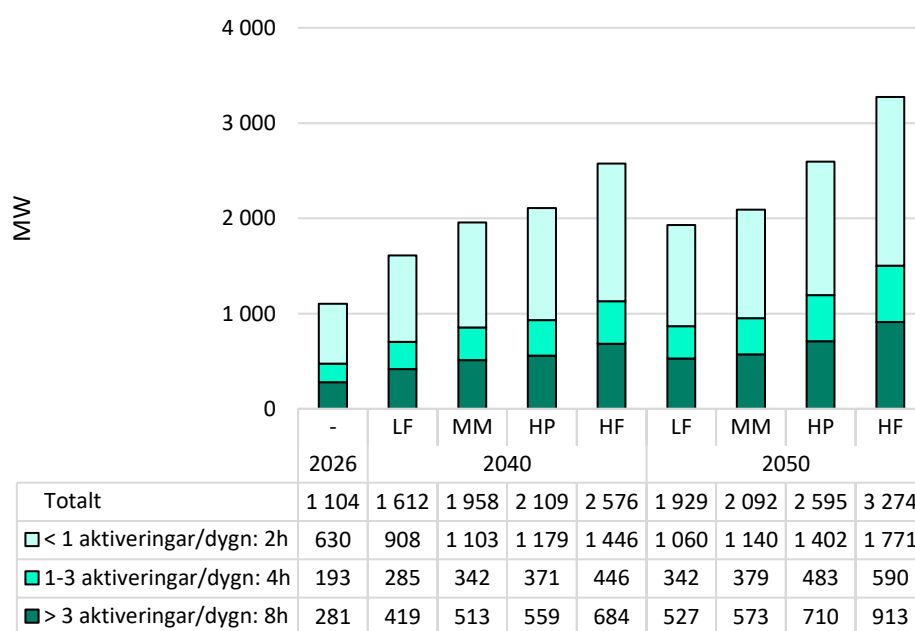
Kostnadsuppskattningen för FRR utgår ifrån den uppskattning av FRR-behovet som presenteras i kapitel 5.7 i Tabell 11. För att kunna uppskatta kostnaden antas att FRR tillhandahålls av batterier, med kostnader enligt Figur 64. I praktiken används en mängd olika resurser, inte minst vattenkraft, för att tillhandahålla FRR, men eftersom behovet i framtiden kommer öka samt att vi redan idag ser en ökad förkvalificering av batterier på FRR-marknader är det rimligt att anta att batterier kommer spela en betydande roll och därför blir prissättande på marknaden.

Med FRR-kostnaden avses här endast kostnaden för den kapacitet som upphandlas på kapacitetsmarknaden av Svenska kraftnät för att säkerställa att det finns tillräckligt med bud tillgängligt. Vi antar att resurserna på FRR-marknaden måste täcka alla sina kostnader på kapacitetsmarknaden, även om de i praktiken kan få en del av sin intjäning från energiaktiveringen.

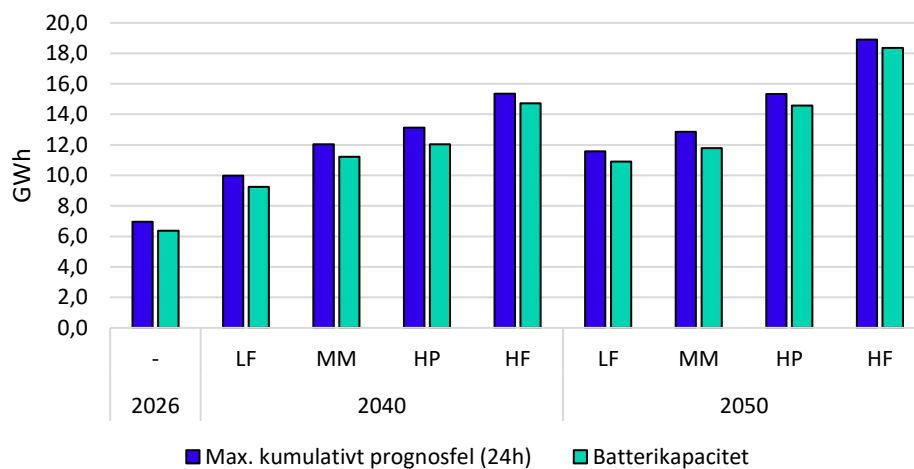
Figur 66 visar det uppskattade behovet av FRR för uppreglering. Det totala behovet har sats för att täcka 99,9 procent av de prognosfel i residuallasten som uppstår timmen före drift. De största prognosfelen uppstår relativt sällan, t.ex. är sannolikheten att hela volymen av FRR behöver aktiveras endast 0,1 procent eller cirka 9 timmar per år. Mindre prognosfel uppstår dock relativt ofta och de batterier som används för att balansera dessa kommer att aktiveras flera gånger per dygn. Dessutom är det relativt vanligare att dessa frekventa prognosfel uppstår flera timmar i

följd, vilket gör att batterierna inte har möjlighet att ladda upp innan nästa aktivering. För att ta hänsyn till den högre frekvensen av aktiveringar för små prognosfel har batterikapaciteten i Figur 66 delats upp i tre klasser beroende på hur ofta obalanserna de ska täcka uppstår. Batterier som behövs för att täcka prognosfel som uppstår mer sällan än 1 gång per dygn antas ha 2 timmars uthållighet, medan batterier som aktiveras mer än 3 gånger per dygn antas ha en uthållighet på 4 timmar, och batterier för att täcka prognosfel som uppstår fler än 3 gånger per dygn antas ha en uthållighet på 8 timmar.

Genom att FRR-behovet täcks av batterier med olika uthållighet kan reserverna även täcka det kumulativa energibehovet som uppstår över tid då prognosfel åt samma håll uppkommer flera timmar i rad. Figur 67 visar den totala energikapaciteten hos FRR som antas finnas i scenarierna, tillsammans med det maximala kumulativa prognosfel som uppstår under 24 timmar, för prognoser som görs timmen innan drift. Den totala batterikapaciteten motsvarar ungefär det maximala prognosfelet över hela den analyserade perioden, vilket betyder att den bör vara tillräckligt för att tillgodose energibehovet.



Figur 66. Uppskattat volymbehov av batterier för FRR, uppdelat på hur många aktiveringar per dygn batterierna utsätts för.

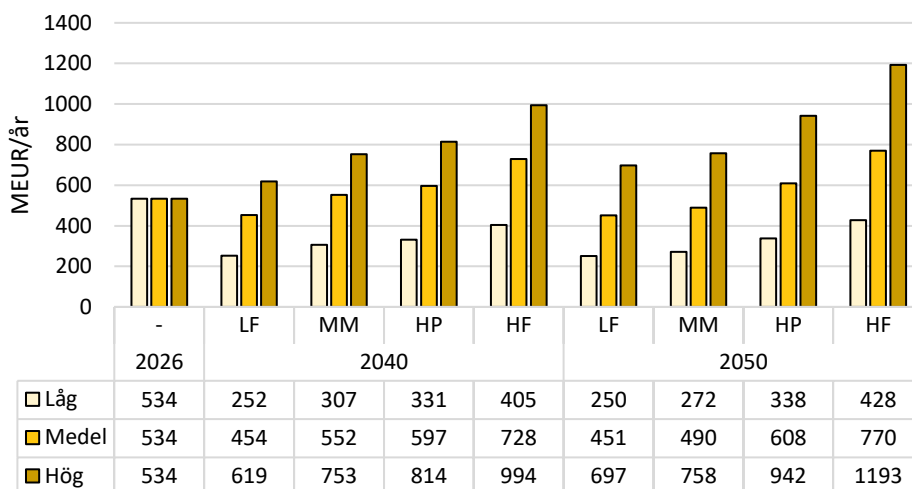


Figur 67. Total antagen batterikapacitet för FRR tillsammans med maximalt kumulativt prognosfel för Sverige under 24h, för prognoser i gjorda timmen innan drift.

Kapaciteten i Figur 66 avser behov för uppreglering. Dessutom behövs reserver för att hantera nedreglering. Att utföra nedreglering har generellt lägre kostnader än uppreglering. T.ex. är den operativa kostnaden för att reglera ned vindkraft nära noll, förutsatt att det finns styrsystem som kan göra detta. Om vindkraften kan delta på FRR-marknaden borde alltså nedregleringskostnaden vara låg för de timmar då vindkraften producerar. I praktiken har dock kostnaden för nedreglering varit nästan lika stor som för uppreglering de senaste åren. T.ex. var det genomsnittliga priset på kapacitetsmarknaden för mFRR ned år 2025 80 procent av priset på marknaden för mFRR upp. Här antas därför att den totala kostnaden för nedreglering är 80 procent av kostnaden för uppreglering.

Den uppskattade kostnaden för FRR visas i Figur 68. Givet de stora osäkerheter som finns i uppskattningen har tre olika kostnader beräknats för att visa på möjliga utfall:

1. Medel – Samma batterikostnader som använts i investeringsoptimeringen, dvs. medel från Figur 64, samt antagande om att kostnaden för FRR ned är 80 procent av kostnaden för FRR upp.
2. Hög – Samma som medel, men batterikostnad hög från Figur 64 för att ta höjd för lägre kostnadsminskningar för batterier.
3. Låg – Samma som medel, men kostnaden för nedreglering försummas.

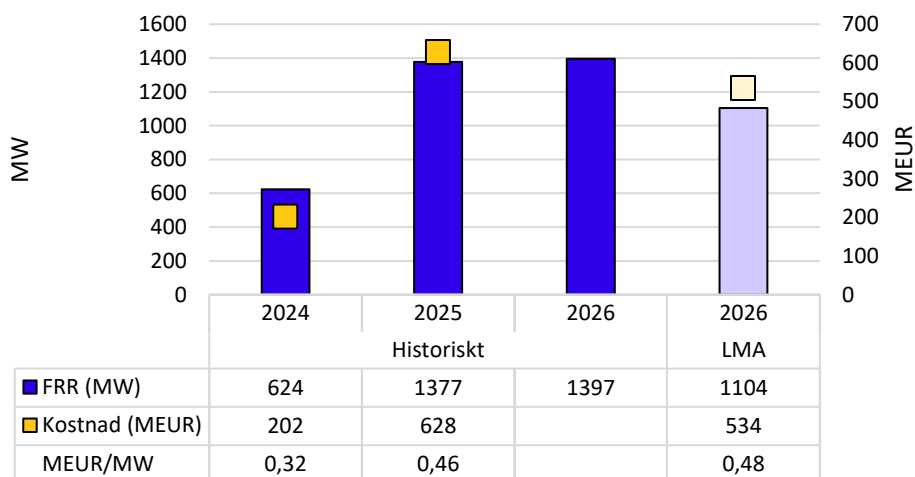


Figur 68. Uppskattad FRR-kostnad i scenarierna. Kostnaden medel utgår ifrån batterikostnaden medel i Figur 64, medan kostnaden hög utgår ifrån den höga batterikostnaden. Den låga kostnaden använder batterikostnaden medel men försummar kostnaden för nedreglering.

I medelutfallet varierar kostnaderna år 2050 i spannet 450–770 miljoner euro, jämfört med 530 miljoner euro år 2026. Ett ökat behov av reserver kompenseras i stor utsträckning av lägre batterikostnader, och gör att de totala kostnaderna minskar något i scenarierna LF och MM år 2050 jämfört med år 2026. I hög-fallet ökar istället kostnaden i samtliga scenarier till spannet 700–1200 miljoner euro, då minskningen i batterikostnader är mer begränsad.

För att sätta uppskattningen i proportion till utfall historiskt visas i Figur 69 uppskattningen för 2026 tillsammans med utfallen för 2024–2026. Kapacitetsmarknaden för mFRR har utvecklats snabbt de senaste åren, men den maximala kapaciteten som upphandlas 2025–2026 har legat kring 1 400 MW. Det uppskattade behovet enligt metoden som används här är 1 100 MW, dvs. något lägre än det faktiska behovet. Detta kan bl.a. bero på att FRR inte enbart dimensioneras utifrån prognosfel men även utifrån N-1, något som dock inte påverkar en jämförelse mellan scenarierna, då det dimensionerande felet antas vara detsamma i alla scenarier. Den totala uppskattade kostnaden för 2026 är 530 miljoner euro, dvs. i samma storleksordning som kostnaden på 630 miljoner euro år 2025. Samtidigt är det troligt att kostnaderna för kapacitetsmarknad mFRR kommer minska kommande år i takt med att marknaden mognar och utbudet av balanseringsresurser ökar. Mer detaljerade prognoser och

uppföljning av kostnader för balansering återfinns i senaste version av Balancing Market Outlook 2030²⁴.

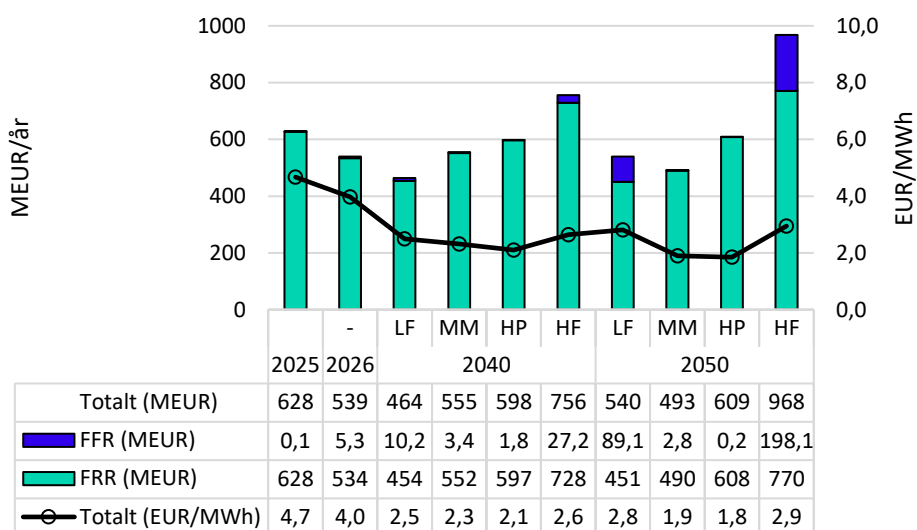


Figur 69. Maximal volym FRR upp upphandlad på kapacitetsmarknaden och total kostnad, historiskt samt uppskattning för år 2026 utifrån MM-scenariot i LMA.

6.1.3 Total kostnad för FRR och FFR

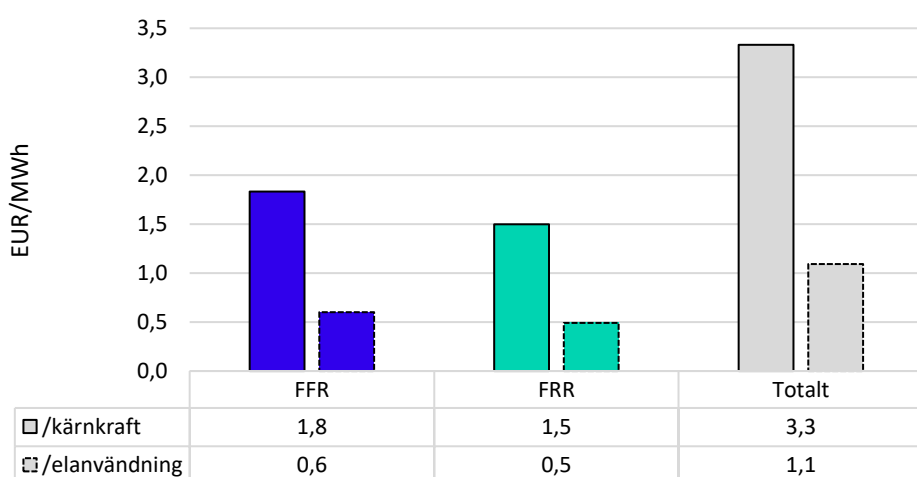
I Figur 70 visas den totala kostnaden för snabb frekvensstabilitet med FFR och nedreglering samt balansering med FRR i scenarierna, utifrån batterikostnaden medel i Figur 64. Osäkerheten i kostnaderna är stor, men uppskattningen är användbar för att göra kostnadsjämförelser mellan scenarierna och sätta olika kostnader i relation till varandra. Det är tydligt att kostnaden för FFR är helt försumbar jämfört med kostnaden för FRR. Endast i scenarierna LF och HF, där det i beräkningen antagits att det blir nödvändigt med stora mängder nedreglering av sol- och vindkraft för att hålla uppe rotationsenergin till 120 GWs, blir kostnaden för FFR en signifikant del av den totala kostnaden.

²⁴ Svenska kraftnät, "Balancing market outlook 2030 – Data update 2025", 2026. Länk från 2026-06-12: <https://www.svk.se/49c7e2/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-idag/framtidsrapport-om-balansmarknaderna/balancing-market-outlook-2030-2026-update.pdf>



Figur 70. Total årlig kostnad för snabb frekvensstabilitet (FFR) och balansering (FRR) i scenarierna, utifrån medel batterikostnad. Till detta tillkommer kostnad för FCR som förväntas vara desamma i scenarierna och därför utelämnats. Den totala kostnaden kostnaden visas dels i MEUR (vänster axel) och dels i EUR/MWh (höger axel), där det senare värdet fås genom att dela den årliga kostnaden med årselanvändningen.

Det är intressant att jämföra balanseringskostnaden mellan scenarierna HF och HP, där det senare har en lägre balanseringskostnad som ett resultat av en större mängd kärnkraft. Skillnaden är 360 miljoner euro per år, vilket vi kan slå ut dels över den totala kärnkraftsproduktionen på 108 TWh i HP-scenariot, eller över den totala elanvändningen på 329 TWh i HF-scenariot, vilket visas i Figur 71.



Figur 71. Skillnad i balanseringskostnad mellan HP- och HF-scenariot år 2050, utslaget dels på kärnkraftsproduktionen i HP-scenariot och dels på den totala elanvändningen i HF-scenariot.

Utslaget på kärnkraftsproduktionen blir merkostnaden i HF-scenariot 3,3 EUR/MWh. Dessa 3,3 EUR/MWh kan tolkas som den subvention kärnkraften skulle kunna få som motsvarar dess bidrag till minskade balanseringskostnader. Utslaget på den totala elanvändningen i HF-scenariot blir merkostnaden 1,1 EUR/MWh, vilket alltså tillkommer som systemkostnad i detta scenario. Av dessa 1,1 EUR/MWh kommer 0,6 EUR/MWh ifrån FFR-delen. Denna kostnad som uppstår i HF-scenariot utgår dock ifrån antagandet att ingenting görs för att möjliggöra drift med lägre rotationsenergin än 120 GWs. Ifall t.ex. dynamisk FFR införs skulle detta kunna möjliggöra drift med betydligt lägre nivåer på rotationsenergin, vilket skulle kunna få bidraget från FFR att bli försumbart. Här finns alltså främst en stor nedsida för kostnadsskillnaden mellan scenarierna.

För FRR-delen finns både upp- och nedsida i uppskattningen av kostnadsskillnaden mellan scenarierna, som illustreras av spannet kring utfallet medel i Figur 68. Det som skulle kunna öka kostnadsskillnaden är t.ex. högre batterikostnader än de som antas, eller ifall behovet av FCR-N visar sig bli större i framtiden och ge upphov till en signifikant skillnad mellan scenarierna. Det som skulle minska kostnaden är lägre batterikostnader men även lägre kostnader för nedreglering ifall en större mängd förnybar produktion kan delta på FRR-marknaderna. Även variationer i dimensionerande felfall i tid och för olika elområden påverkar volymbehovet av FRR och därmed kostnaden, vilket inte beaktas här.

Det bör påpekas att det som studeras här enbart är de systemkostnader som uppstår för frekvensrelaterade reserver. Därtill finns andra kostnader som kan variera mellan scenarierna och påverkas av produktionsmixen. Detta gäller framför allt nätutbyggnad men i viss mån även kostnader för spänningshållning och systemstabilitet. Ett system med mer sol- och vindkraft kräver mer nätutbyggnad än ett system med mer kärnkraft. För att på ett rimligt sätt prissätta detta krävs dock en mer detaljerad nätmodellering än vad som i nuläget används för att analysera LMA-scenarierna. När det gäller systemstabilitet så bidrar all synkront kopplad produktion till spänningshållning och nätstyrka. För att realisera ett scenario helt utan kärnkraft skulle därför troligtvis en del kostsamma åtgärder behöva göras för att säkerställa nätstabilitet i SE3-SE4, i form av installation av t.ex. STATCOM:s, synkronkompensatorer eller annan utrustning. Men så länge en del av den nuvarande kärnkraften finns kvar så blir de åtgärder som krävs mer begränsade, vilket är fallet i samtliga scenarier. Dessutom ersätts i HF-scenariot en del av den minskade kärnkraften med annan synkront kopplad produktion som på ett liknande sätt kan bidra till nätstabilitet vid behov.

6.2 Ingen förnyelse av utlandskablar

För att undersöka utlandsförbindelsernas betydelse för elsystemets utveckling har en känslighetsanalys genomförts där utlandsförbindelser som når sin tekniska livslängd inte förnyas. Analysen har genomförts genom att investeringsmodelleringen för samtliga scenarier körts om, med den skillnaden att HVDC-förbindelser som når sin tekniska livslängd varken förnyas eller ersätts. Modellen identifierar därefter vilka investeringar som är kostnadseffektiva under dessa förutsättningar. Det resulterande elsystemet i känslighetsanalysen kan sedan jämföras med respektive basscenario, dvs. det ursprungliga scenariot där utlandsförbindelserna förnyas enligt grundantagandena. Efter investeringsmodelleringen har även detaljerade elmarknadssimuleringar genomförts för scenariot i känslighetsanalysen, på samma sätt som för basscenerierna.

De utlandsförbindelser som omfattas av känslighetsanalysen och när de tas ur drift presenteras i Tabell 13. Den tekniska livslängden har antagits vara 40 år, om ingen annan information finns. Totalt avvecklas cirka 2,3 GW överföringskapacitet mellan Sverige och angränsande länder.

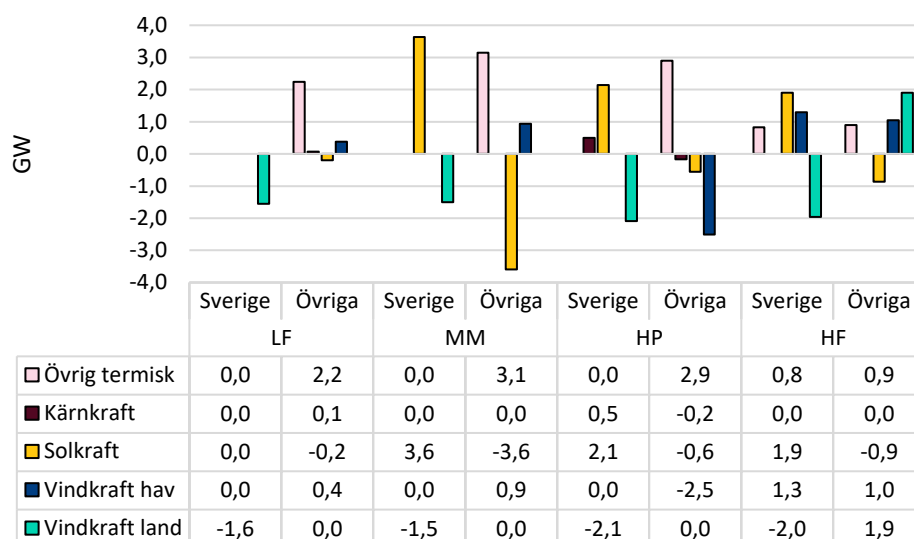
Förbindelse	Sammankopplade elområden	Kapacitet [MW]	Sista driftår
SwePol link	SE4-PL	600	2039
Baltic Cable	SE4-DE	615	2033
Fenno-Skan 1	SE3-FI	400	2040
Konti-Skan 1, 2	SE3-DK1	715	2035

Tabell 13. Utlandsförbindelser som inte förnyas i känslighetsanalysen

Figur 72 visar förändringen i installerad kapacitet år 2050 i scenarierna i känslighetsanalysen jämfört med respektive basscenario, för Sverige respektive övriga berörda länder. Med övriga länder avses de länder vars HVDC-förbindelser till Sverige inte förnyas enligt antagandena i känslighetsanalysen dvs. Polen, Tyskland, Finland och Danmark. Vattenkraft och kraftvärme har exkluderats från figuren eftersom kapaciteten är densamma i känslighetsanalysen som i bassceneriet.

I samtliga scenarier sker en ökning av den totala installerade planerbara termiska kapaciteten i form av gaskraft, vilket beror på ett ökat behov av effekttillskott under vissa timmar för att kompensera för reducerade möjligheter till elhandel mellan länder. Ökningen av den termiska

kapaciteten ligger i spannet 1,7–3,1 GW, dvs. i samma storleksordning som den totala kapaciteten av HVDC-förbindelser som avvecklas. Störst ökning sker i Tyskland där kapaciteten ökar med över 1 GW i flera scenarier. Endast i scenariot HF sker en ökning av den termiska kapaciteten även i Sverige, då med 0,8 GW.



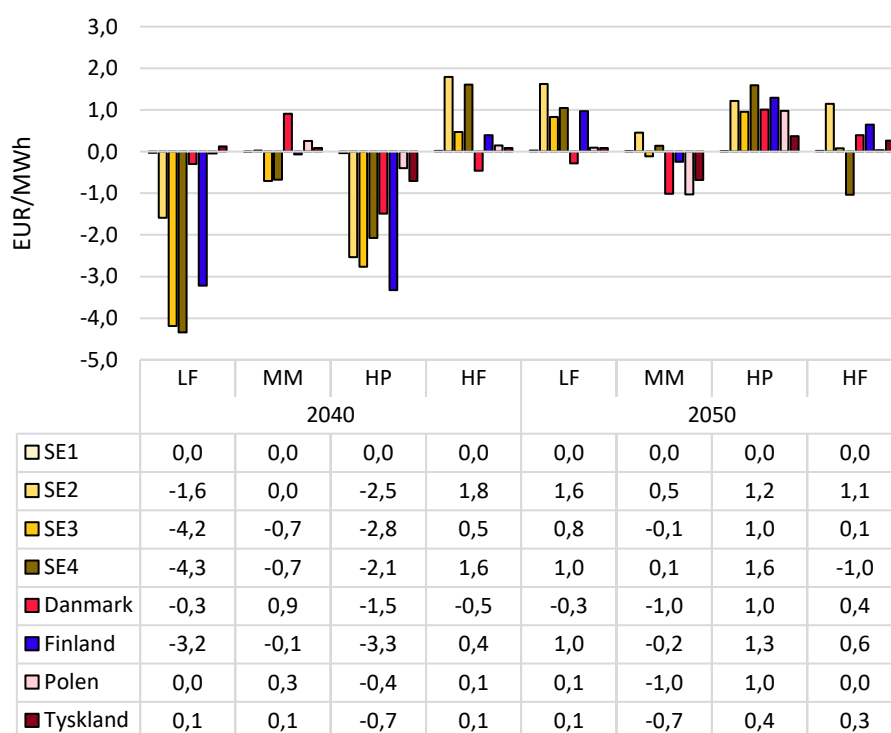
Figur 72. Förändring av installerad kapacitet år 2050 för olika kraftslag i Sverige och summerat för angränsande länder (DE, PL, FI, DK) då HVDC-förbindelserna till dessa länder inte förnyas, jämfört med basscenarierna.

I Sverige påverkas framför allt kapaciteten genom en minskning av landbaserad vindkraft, som sker i samtliga scenarier, samt en ökning av solkraft, i alla scenarier utom LF. Minskningen av vindkraft beror på att minskad överföringskapacitet ger sämre förutsättningar att balansera vindkraftens variabla produktion genom handel med andra länder. För solkraft gäller inte samma mekanism, eftersom produktionen från solkraft i huvudsak sker vid liknande tidpunkter i de länder som Sverige är sammankopplat med. För Sverige innebär lägre överföringskapacitet till kontinenten att möjligheterna att importera billig solkraft minskar, vilket i sin tur ökar lönsamheten för investeringar i solkraft inom landet. För 2040 kan samma mönster observeras som i Figur 72 för 2050, där känslighetsanalysen visar lägre kapacitet för landbaserad vindkraft och högre kapacitet för solkraft.

Figur 73 visar hur årsmedelpriset på el förändras i känslighetsanalysen, uttryckt som absolut förändring i EUR/MWh relativt respektive basscenario. I scenario LF år 2040 är elpriset drygt 4 EUR/MWh lägre i södra Sverige (elområde SE3 och SE4) i känslighetsanalysen. Detta är

förväntat, eftersom Sverige i scenariot LF har ett årligt produktionsöverskott av el, om än mindre än i dag. När möjligheterna till handel med andra länder minskar uppstår så kallad inlåst produktion, vilket har en prisdämpande effekt. Samma år syns även en prisminskning i Finland på drygt 3 EUR/MWh i både LF och HP.

År 2050 är de simulerade årsmedelpriserna däremot generellt något högre i känslighetsanalysen jämfört med respektive basscenario, men skillnaderna är små, omkring 1 EUR/MWh.

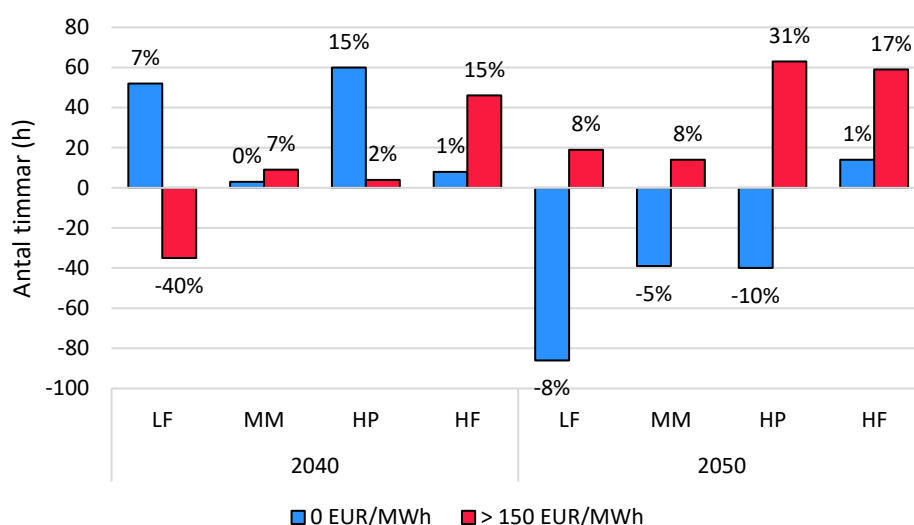


Figur 73. Simulerade årsmedelpriser (EUR/MWh) i Sverige samt aktuella angränsande länder (DE, PL, FI, DK) då HVDC-förbindelserna till dessa länder inte förnyas, jämfört med basscenario.

I Figur 74 visas hur antalet timmar med höga priser (>150 EUR/MWh) respektive låga priser (0 EUR/MWh) förändras i känslighetsanalysen jämfört med i basscenerierna.

Resultaten visar att en bidragande förklaring till det lägre årsmedelpriset i känslighetsanalysen för LF och HP år 2040 är att antalet timmar med låga priser ökar, samtidigt som antalet timmar med höga priser i LF även minskar. Scenario MM uppvisar relativt små förändringar för 2040, medan HF får ett ökat antal timmar med höga priser.

År 2050 är bilden mer lika mellan scenarierna. Antalet timmar med höga priser ökar i känslighetsanalysen i samtliga scenarier, vilket kan förklaras av ett ökat behov av dyrare produktionsresurser under timmar med ansträngd effektsituation till följd av begränsad handelskapacitet mellan elområden. Samtidigt minskar antalet nollpristimmar i samtliga scenarier utom HF, vilket indikerar att import av låga prisnivåer i basscenariot i viss utsträckning reduceras i känslighetsanalysen.



Figur 74. Förändring i antal timmar med höga (>150 EUR/MWh) respektive låga (0 EUR/MWh) elpriser i känslighetsanalysen relativt basscenerierna. Staplarna visar absolut förändring i timmar och procentsiffror anger relativ förändring per scenario. Priset har beräknats som det elanvändningsviktade medelvärdet av elpriserna i de svenska elområdena.

Sammantaget visar samtliga scenarier i känslighetsanalysen att utebliven förnyelse av utlandsförbindelser leder till ett ökat behov av planerbar termisk produktion i storleksordningen 1,7–3,1 GW totalt i Sverige, Danmark, Finland, Tyskland och Polen. Behovet av ökad planerbar produktion är alltså på liknande nivå som bortfallet av överföringskapacitet. Kapacitetsökningen sker främst i de länder som omfattas av de borttagna förbindelserna och inte i Sverige. Samtidigt sker en viss omfördelning av produktionsmixen i Sverige med minskad landbaserad vindkraft och ökad solkraft i flera scenarier. Elpriserna påverkas relativt måttligt på årsmedelbasis, men med tydligare förändringar i prisdynamiken över året, där antalet timmar med höga priser ökar och antalet nollpristimmar minskar på längre sikt.

6.3 Förutsättningar för fossilfritt stål

En stor del av den tillkommande elanvändningen i framför allt SE1 utgörs av satsningar på produktion av fossilfritt stål och järnsvamp. Totalt utgör satsningar inom denna sektor 62 TWh i scenarierna HF och HP, eller drygt 70 procent av tillkommande elanvändning inom SE1, samt 35 TWh och 15 TWh i scenarierna MM respektive LF. Givet att ett begränsat antal elintensiva industrisatsningar står för en så betydande del av den tillkommande elanvändningen, och att efterfrågan bedöms vara relativt priskänslig, är det relevant att fördjupa analysen av de ekonomiska förutsättningarna. Syftet är att belysa vad som krävs för att möjliggöra en omfattande produktion av fossilfritt stål och järnsvamp i SE1. I detta avsnitt görs därför en övergripande analys av förutsättningar för produktion av fossilfritt stål i scenarierna. Analysen ska inte ses som en utvärdering av specifika projekt utan endast som en indikation om kostnadsförutsättningarna för storskalig produktion av fossilfritt stål och järnsvamp i Sverige i de olika scenarierna.

Direktreduktion kan användas som ett led i ståltillverkningen på liknande sätt med antingen vätgas eller naturgas. Tillverkning av stål via direktreduktion med naturgas är en väletablerad teknik som används i stor skala i t.ex. Mellanöstern och Ryssland²⁵. Jämfört med masugnsprocessen så ger tillverkning med naturgas en minskning av koldioxidutsläppen med 70 procent²⁶. Detta betyder att en övergång från masugnar till direktreduktion med naturgas kan bli ett naturligt första steg för att minska utsläppen från Europas stålproduktion. Ett exempel på en sådan satsning är det stålverk som byggs av ThyssenKrupp i Duisburg med planerad produktionsstart år 2027 och en kapacitet på 2,5 miljoner ton stål per år²⁷.

Ett sätt att utvärdera de ekonomiska förutsättningarna för tillverkning av fossilfritt stål är därför att jämföra energikostnaden för tillverkning via vätgas med energikostnaden för tillverkning via naturgas.

Energikostnaden för ståltillverkning via vätgas ges av

²⁵ Think Tank European Parliament, "Carbon-free steel production: Cost reduction options and usage of existing gas infrastructure", april 2021. [Länk](#).

²⁶ J. Suer, M. Traverso och N. Jäger, "Carbon Footprint Assessment of Hydrogen and Steel", *Energies* 2022, 15, 9468. Länk från 2026-06-04: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/24/9468>

²⁷ Eurometal, "ThyssenKrupp Steel pauses German green hydrogen tender on high prices", mars 2025. Länk från 2026-06-04: <https://eurometal.net/thyssenkrupp-steel-pauses-german-green-hydrogen-tender-on-high-prices/>

$$k_V = p_V \left(\frac{C_V}{\eta} + C_e \right) \quad (1)$$

och energikostnaden för tillverkning via naturgas ges av

$$k_N = p_N C_n + p_N C_e + p_e F_n C_n, \quad (2)$$

där antagna värden för parametrar visas i Tabell 14. Det är även möjligt att analysera energikostnaden för produktion av järnsvamp separat genom att exkludera elanvändningen i ljusbågsugnen. Eftersom denna enbart adderar samma elanvändning till båda processerna, så kommer den leda till en lägre kostnad för tillverkning med vätgas, förutsatt att denna sker där elpriset är lägre.

Parameter	Enhet	Beskrivning	Källa
p_V	-EUR/MWh	Erhållet elpris för DRI med vätgas	Simulerat
p_N	-EUR/MWh	Erhållet elpris för DRI med naturgas	^
C_V	2,54 MWh/ton	Vätgasbehov för DRI med vätgas	Suer, 2022
C_e	0,56 MWh/ton	Elbehov för ljusbågsugn	^
C_n	3,33 MWh/ton	Naturgasbehov för DRI med naturgas	^
F_n	0,1818 ton/MWh	Koldioxidintensitet för naturgas	Eget antagande
η	0,65	Verkningsgrad elektrolys	^
p_n	-EUR/MWh	Naturgaspris	^
p_e	-EUR/ton	Utsläppspris koldioxid	^

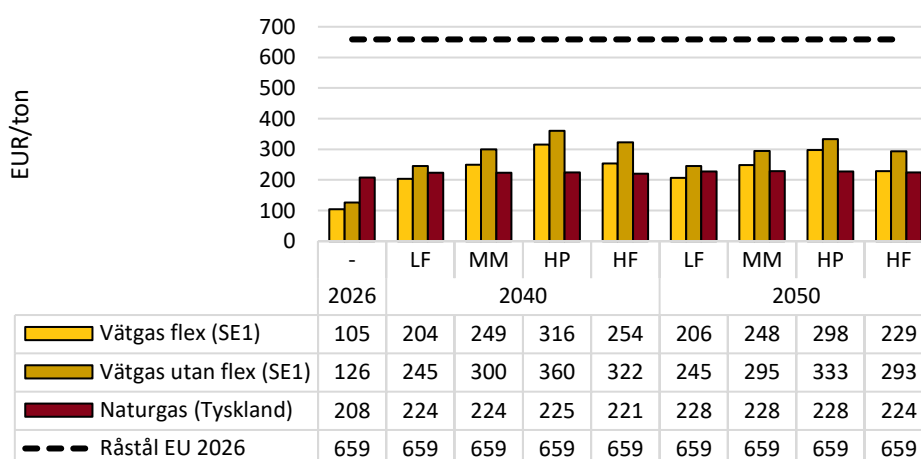
Tabell 14. Parametrar för att beräkna energikostnad för stålproduktion från direktreduktion med vätgas och naturgas.

De antaganden som återfinns angående behov av naturgas och vätgas samt elanvändning i ljusbågsugnen kan variera något i olika källor beroende på olika processspecifika antaganden, t.ex. vilken mängd skrot som används och vilken temperatur järnet har när det förs in i ljusbågsugnen. För konsistens har dessa antaganden här tagits från samma källa. Som jämförelse är det angivna elbehovet hos LKAB i Gällivare 5 TWh el för 1,35 miljoner ton järnsvamp²⁸, vilket motsvarar 2,41 MWh vätgas per ton järnsvamp givet en verkningsgrad för

²⁸ Riksrevisionen, "LKAB:s omställning. planering för en ny värdekedja (RiR 2025:7)", 2025. Länk från 2026-06-04: <https://www.riksrevisionen.se/granskningar/granskningsrapporter/2025/lkabs-omstallning---planering-for-en-ny-vardekedja.html>

elektrolysörerna på 65 procent, dvs. strax under det antagande på 2,54 MWh/ton som används här.

Figur 75 visar energikostnaden för produktion av stål via direktreduktion med vätgas baserat på simulerade elpriser i SE1, med och utan flexibilitet i vätgasproduktionen, samt via direktreduktion med naturgas, baserat på elpriset i Tyskland. Med de stora skillnader i elpris som finns år 2026 mellan SE1 och Tyskland blir energikostnaden i SE1 cirka hälften av energikostnaden i Tyskland, även utan flexibilitet i vätgasproduktionen. Situationen ändras dock till 2040 och 2050. För dessa år är det endast i LF-scenariot som energikostnaden blir något lägre i SE1 än i Tyskland, förutsatt att det finns flexibilitet i vätgasproduktionen. I fall vätgasproduktionen inte är flexibel blir energikostnaden i SE1 något högre än i Tyskland. I samtliga övriga scenarier överstiger energikostnaden i SE1 den i Tyskland.



Figur 75. Energiförbrukning för produktion av stål via direktreduktion med vätgas i SE1 och direktreduktion med naturgas i Tyskland i scenarierna. Den sträckade linjen visar ett ungefärligt pris för råstål i EU under första kvartalet 2026, för att sätta energikostnaden i proportion till stålpriset.

Det bör påpekas att det finns flera faktorer som påverkar de ekonomiska förutsättningarna för fossilfritt stål och järnsvamp som inte beaktas här. En sådan är villigheten hos kunder att betala ett högre pris för stål som är helt fossilfritt. Detta kan göra att fossilfritt stål kan bära högre kostnader jämfört med stål som produceras med naturgas. Vidare beaktas inte investeringskostnader, som är en betydande del av den totala kostnaden för dessa projekt. För vätgasbaserad produktion tillkommer, förutom anläggningen för direktreduktion, elektrolysörer och eventuella vätgaslager, som inte behövs för naturgasproducerad produktion. En annan aspekt som inte beaktas är möjligheten för stålproducenter som

använder direktreduktion med naturgas att även använda vätgas när detta är ekonomiskt. En av fördelarna med direktreduktion med naturgas är att det går att variera mängden vätgas som används, från att köra uteslutande på vätgas när elen är billig, till att köra på reformerad naturgas när elen är dyr²⁹. På så vis får dessa anläggningar möjlighet att vara flexibla i sin vätgasanvändning utan att behöva lagra vätgas. Istället används billigare naturgaslager för att kunna hålla tillverkningen igång under perioder med höga elpriser. Dock tillkommer en investeringskostnad för elektrolysörer ifall vätgasen produceras lokalt.

En sista avgörande faktor för samtliga resultat är antagna priser på naturgas och utsläppsrätter. I LMA2026 antas priset på utsläppsrätter öka till 154 EUR/ton till år 2050. Högre ETS-priser, på t.ex. 200 EUR/ton eller mer, skulle skifta kostnaderna till fördel för stålproduktion med vätgas. Analysen visar alltså att en förutsättning för att satsningar på storskalig tillverkning av stål och järnsvamp i SE1 ska vara ekonomiskt hållbara är relativt höga priser på utsläppsrätter.

En annan observation från Figur 75 är att HP är det scenario som uppvisar högst kostnader för fossilfritt stål. Produktionsmixen med kärnkraft i SE1 och en lägre potential för landbaserad vindkraft leder till i genomsnitt något högre priser och färre timmar med låga priser, vilket minskar värdet av den antagna flexibiliteten för vätgasproduktionen. I HF-scenariot blir däremot energikostnaden i SE1 med flexibilitet i vätgasproduktionen endast något högre än kostnaden i Tyskland. Detta visar att de viktigaste åtgärderna för att möjliggöra aviserade satsningar på fossilfritt stål i SE1 är att förbättra förutsättningarna för att bygga landbaserad vindkraft som är den billigaste elproduktionen, t.ex. genom underlättade tillståndsprocesser, samt att möjliggöra en flexibel vätgasproduktion. För att möjliggöra storskaliga satsningar på tillverkning av järnsvamp i SE1 skulle dessutom en ökning av överföringskapaciteten mellan SE1 och angränsande elområden behövas. En ökad överföringskapacitet i norra Sverige bedöms i ett sådant scenario kunna bidra till lägre elpriser i SE1 och förbättrade förutsättningar för elintensiv industri, inklusive ståltillverkning. Detta omfattar åtgärder som stärkt överföring över snitt 1 samt ökad överföringskapacitet mot både Norge och Finland, vilka för närvarande utreds.

²⁹ Midrex, "Thyssenkrupp Steel Selects MIDREX Flex for Immediate CO2 Emissions Reduction", 2023. Länk: <https://www.midrex.com/press-release/thyssenkrupp-steel-selects-midrex-flex-for-immediate-co2-emissions-reduction/>



7 Slutsatser

Sverige står, liksom övriga nordiska länder, inför en kraftig ökning av efterfrågan på el till följd av den elektrifiering som krävs för att fasa ut fossila bränslen. Detta väntas öka elanvändningen inom industri- och transportsektorn, samt driva ett ökat elbehov för produktion av vätgas till järn- och stålindustrin, kemiindustrin och för framställning av syntetiska bränslen som ersättning för fossila alternativ.

Sedan föregående LMA (LMA2024) har den förväntade ökningen av efterfrågan på el reviderats ned. Nedrevideringen förklaras främst av ökad osäkerhet och försämrade lönsamhetsförutsättningar för flera industriprojekt kopplade till den gröna omställningen. Samtidigt har nya projekt tillkommit och flera befintliga initiativ nått högre mognadsgrad, vilket sammantaget innebär att efterfrågan på el fortsatt bedöms öka betydligt.

För att möta den ökade efterfrågan på el krävs en stor utbyggnad av ny elproduktion. I scenarierna med högst elanvändning behövs en årlig utbyggnadstakt på cirka 8 TWh över 20 år, vilket är betydligt högre än den största utbyggnaden av elproduktionen som har skett historiskt över ett decennium. I Sverige pågår flera initiativ kopplade till ny kärnkraft, som en följd av att regeringen har aviserat möjligheter till statligt stöd och riskdelning i nya finansieringsmodeller. Detta återspeglas i scenarierna i LMA2026 där ny kärnkraft byggs i två av fyra scenarier och den totala kapaciteten nästan fördubblas i ett av dem. Samtidigt förväntas en stor utbyggnad av vind- och solkraft i samtliga scenarier. Vind- och solkraft är, tillsammans med livstidsförlängning av befintlig kärnkraft, de mest kostnadseffektiva alternativen för ny elproduktion innan eventuella kannibaliseringseffekter reducerar deras lönsamhet.

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

Minskade prisskillnader men större prisvariationer

De simulerade elpriserna visar en tydlig utjämning mellan Sveriges elområden fram till 2040, vilket framför allt leder till högre priser i norra Sverige. Samtidigt minskar prisskillnaderna mellan Norden och kontinenten, även om Sverige i samtliga scenarier fortsatt har lägre elpriser än angränsande länder utanför Norden. Mellan 2040 och 2050 är

prisutvecklingen på årsmedelbasis generellt stabil, med en svag nedgång i vissa scenarier till följd av sjunkande kostnader för ny elproduktion. Resultaten visar också att prisvolatiliteten ökar över tid, med fler timmar både med låga och höga priser, särskilt i scenarier där kärnkraftsproduktionen minskar. Skillnaderna i årsmedelpris mellan olika väderår ökar samtidigt i alla analyserade länder vilket speglar ett elsystem med en större andel väderberoende produktion. Sammantaget pekar resultaten på ett mer integrerat nordiskt och europeiskt elsystem där prisnivåerna konvergerar, men där variationerna över tid blir större.

Ett stort behov av ökad överföringskapacitet

Den ökade elanvändningen i framför allt norra Sverige leder till ökade priser i SE1 jämfört med resten av landet, och SE1 blir, liksom i LMA2024, det elprisområde med högst elpriser i Sverige år 2050 i scenarierna med högst elanvändning. Den ökade elanvändningen i SE1 leder även till ett ökat behov av att bygga ut överföringskapaciteten till angränsande elområden. Snitt 1 blir det snitt inom Sverige med flest timmar då kapaciteten är begränsande och ger en liknande elmarknadsnytta för ökad överföringskapacitet som Snitt 2 år 2050. I alla scenarier med en betydande ökning av elanvändningen vänder flödet på Snitt 1 och SE1 blir nettoimportör från SE2.

Elmarknadsnyttan av ytterligare överföringskapacitet på Snitt 2, utöver den kapacitetsökning som åtgärderna inom NordSyd medför, är fortsatt hög. Fram till 2040 uppvisar Snitt 2 den högsta genomsnittliga nyttan av ytterligare utbyggnad över samtliga scenarier, medan nyttan år 2050 är jämförbar med nyttan av en utbyggnad av Snitt 1. För Snitt 2 är nyttan störst i scenarierna LF och HF, där kärnkraften avvecklas. Nyttan för förstärkning av Snitt 4 är generellt lägre än övriga snitt, men som störst i scenarier med ökat elbehov i kombination med utbyggnad av ny produktion i SE4, exempelvis ny kärnkraft (HP) och havsbaserad vindkraft (HF).

De högsta elmarknadsnyttorna för utökad överföringskapacitet återfinns främst i förbindelserna mellan Sverige och kontinenten (Polen, Litauen och Tyskland) samt mellan Sverige och DK1. Känslighetsanalysen av utebliven förnyelse av äldre HVDC-förbindelser visar att behovet av planerbar termisk kapacitet ökar, främst i de länder som förbindelserna går till. Samtidigt försämras förutsättningarna för vindkraft relativt solkraft i Sverige i 2050-perspektivet, medan antalet timmar med höga priser ökar och antalet nollpristimmar minskar. Detta indikerar ett mer ansträngt elsystem med ökat behov av dyrare produktionsresurser och minskade möjligheter till prisutjämning genom handel mellan elområden.

Vätgas kan spela en viktig roll

LMA2026 har ingen specifik analys av vätgasledningar genomförts, till skillnad från LMA2024, men i scenarier med hög elektrifieringstakt kvarstår ett betydande elbehov kopplat till vätgasproduktion.

Resurstillräcklighetsanalysen visar samtidigt att flexibilitet i vätgasproduktionen har en stor påverkan på tillräckligheten i elsystemet. Detta visar tydligt hur utformningen av systemen påverkar varandra och understryker behovet av samplanering av el och vätgasinfrastruktur.

Ett mindre förutsägbart kraftsystem

En ökad andel vind- och solkraft ger ett mer variabelt och mindre förutsägbart kraftsystem, vilket ökar behovet av reserver för att hantera variabilitet och prognososäkerhet för sol- och vindkraft. Variationerna i residuallasten balanseras i högre grad genom flexibel elanvändning och handel med angränsande länder, vilket samtidigt leder till större flödesvariationer i nätet där tidigare ovanliga driftfall kan bli vanligare. Elpriserna blir mer volatila, vilket stärker incitamenten för både produktion och konsumtion att bidra till balanseringen.

En uppskattning av prognososäkerheten i scenarierna visar på ett reservbehov för FRR år 2050 på 1,9 GW-3,3 GW beroende på scenario. En kostnadsuppskattning baserad på detta behov visar på ökade kostnader för balansering med 160 miljoner euro i HF-scenariot jämfört med HP-scenariot, vilket utslaget på den totala lasten i HF-scenariot motsvarar 0,5 EUR/MWh. Detta visar att även om kostnaderna för reserver förväntas öka i framtiden så är skillnaden mellan scenarierna liten när den ställs i proportion till den totala kostnaden för elproduktionen.

Flexibilitet viktigt för resurstillräckligheten

Sammantaget visar samtliga basscenarier god resurstillräcklighet, där investeringsmodelleringen resulterar i ett robust system med tillräcklig produktion för att möta efterfrågan i de flesta situationer. Detta förutsätter dock en historiskt omfattande och långvarig utbyggnad av produktionskapacitet, vilket i sig innebär en betydande utmaning. Känslighetsanalysen med reducerad flexibilitet i vätgasproduktionen visar samtidigt att antaganden om förbrukningsflexibilitet har stor påverkan på resultaten och att hög flexibilitet i vätgasproduktionen är en viktig förutsättning för att de mest elintensiva scenarierna ska kunna realiseras.

Mindre andel synkront ansluten produktion ställer nya krav

I takt med att den förnybara produktionen byggs ut och elsystemet blir mer variabelt ökar antalet drifttimmar med låg rotationsenergi i det nordiska synkrona elsystemet samt andelen timmar med hög andel

omriktaransluten produktion, både lokalt och systemövergripande. Utmaningarnas omfattning varierar mellan scenarier och är särskilt tydlig i scenarier där kärnkraften minskar och rotationsenergin därför sjunker, jämfört med scenarier där kärnkraften bibehålls eller byggs ut och där rotationsenergin ligger kvar på dagens nivåer eller ökar.

Även den maximala andelen omriktaransluten produktion ökar i samtliga scenarier utom HP, och närmar sig den nuvarande situationen i SE4 där andelen omriktaransluten produktion redan idag kan överstiga 95 procent. Detta är en utveckling som observeras i många kraftsystem globalt, och omfattande forskning pågår kring hur system kan drivas med mycket hög andel eller helt utan synkrongenererad produktion. Nätformande omriktare, snabbare reserver och syntetisk svängmassa från exempelvis vindkraft kan bidra till stabilitet, liksom mer traditionella lösningar såsom synkronkompensatorer.

När det gäller snabb frekvensstabilitet har kostnadsuppskattningar gjorts för att upprätthålla frekvensstabilitet genom en kombination av nedreglering av förnybar produktion och FFR. Analysen visar att nuvarande FFR är ett kostnadseffektivt sätt att hantera situationer med låg rotationsenergi. I scenarierna LF och HF med en fortsatt kärnkraftavveckling uppstår dock stora kostnader för att hantera timmar med låg rotationsenergi, t.ex. genom att garantera en lägsta nivå på rotationsenergin. För att hantera en sådan utveckling skulle andra åtgärder vara nödvändiga för att minska dessa kostnader. För närvarande pågår nordiskt arbete med att se över vilka åtgärder som är mest lämpade för att hantera ett system med tidvis lägre rotationsenergi än idag, där dynamisk FFR som bättre bidrar till systemstabilitet än dagens statiska FFR är ett alternativ.

Betydande osäkerheter i den framtida efterfrågan på el

Osäkerheten i den framtida efterfrågan på el är betydande, särskilt vad gäller elektrifieringstakten och utvecklingen av det samlade elbehovet. En växande osäkerhetsfaktor är digitaliseringen, främst genom expansion av datacenter, som kan medföra ett snabbt ökat elbehov. I vissa fall har uteblivna industrisatsningar även ersatts av datacenter, eftersom befintlig lokalisering och infrastruktur ofta kan nyttjas även för denna typ av verksamhet.

En stor del av den tillkommande efterfrågan, särskilt i scenarierna HF och HP, är koncentrerad till ett begränsat antal projekt och aktörer. Detta innebär att genomförandet av enskilda satsningar får stor betydelse för den samlade efterfrågeutvecklingen. I SE1 utgör satsningar på produktion

av fossilfritt stål och järnsvamp en betydande del av den tillkommande elanvändningen. I HF och HP står sektorn för över 70 procent av ökningen i området, medan den även i MM och LF utgör en viktig del av efterfrågetillväxten. Förutsättningarna för storskalig fossilfri stålproduktion i SE1 är samtidigt starkt beroende av marknadsutvecklingen och elsystemets utformning. Lönsamheten påverkas bland annat av elpriser, flexibilitet i vätgasanvändningen samt utvecklingen av naturgas- och utsläppspriser. Även tillgången till kostnadseffektiv elproduktion, särskilt landbaserad vindkraft, är av central betydelse. Därtill kan ökad överföringskapacitet inom och från norra Sverige bidra till lägre och mer stabila elpriser i SE1, vilket stärker konkurrenskraften för elintensiv industri.



Bilagor

A. Förändringar jämfört med LMA2024

Denna bilaga beskriver kortfattat de största förändringarna som skett i LMA2026 jämfört med LMA2024. När det gäller utformningen av scenarierna så har den övergripande strukturen från LMA2024 behållits, med fyra scenarier som differentieras av vilken nivå på elbehovet som antas och vilken produktionsmix som förutsätts. Även om scenarionamnen har ändrats mellan utgåvorna är scenarierna i huvudsak jämförbara enligt följande: SF med LF, FM med MM, EP med HP samt EF med HF.

Sedan den föregående långsiktiga marknadsanalysen genomfördes har förutsättningarna för bedömningen av framtida efterfrågan på el förändrats. Nya planerade elintensiva etableringar har tillkommit, samtidigt som flera tidigare annonserade projekt har försenats, reviderats i omfattning eller lagts ned. Utvecklingen påverkas bl.a. av högre kostnadsnivåer, förändrade marknadsförutsättningar, osäkerheter kring tillståndsprocesser samt kapacitetsbegränsningar och långa ledtider i elsystemet. Sammantaget innebär detta att realiseringen av framtida elanvändning har förskjutits i tiden, framförallt i scenarierna HF och HP.

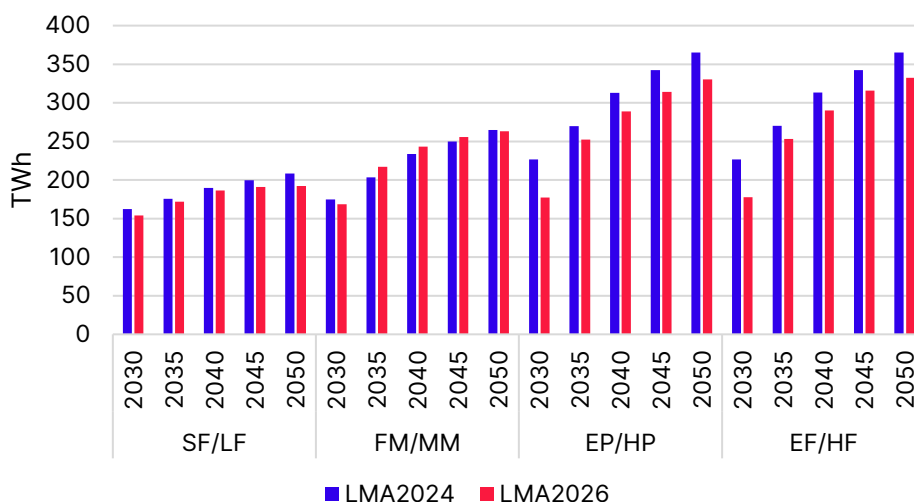
Samtidigt har Svenska kraftnät tagit emot ett ökande antal ansökningar om ökat effektuttag. Till skillnad från tidigare dominerande industrirelaterade etableringar, avser den tillkommande efterfrågan i huvudsak datacenter. Drivkraften bakom denna utveckling är ökad efterfrågan på beräkningskapacitet, artificiell intelligens samt växande behov av datalagring och digital prestanda.

Figur 76 visar skillnad i efterfrågan på el i Sverige för LMA2026 och LMA2024. Samtliga scenarier i LMA2026 uppvisar en lägre efterfrågenivå för 2030 jämfört med LMA2024. Skillnaden är särskilt tydlig i scenarierna EP/HP och EF/HF, där efterfrågan är cirka 50 TWh lägre. För övriga nedslagsår är efterfrågan fortsatt lägre än i LMA2024 för EP/HP och EF/HF, dock i ett mindre spann om cirka 17–35 TWh.

För perioden 2035–2045 uppvisar FM/MM en högre efterfrågan i LMA2026 jämfört med LMA2024. Ökningen kan i huvudsak hänföras till

en högre förväntad efterfrågan på el inom datacenter, samtidigt som den samlade efterfrågan från industri och vätgasproduktion är lägre under perioden.

För scenariot SF/LF bedöms efterfrågan i LMA2026 genomgående vara lägre än i LMA2024, med en minskning om cirka 3–16 TWh.



Figur 76. Utveckling av efterfrågan på el för LMA2026 jämfört med LMA2024 fram till 2050, TWh.

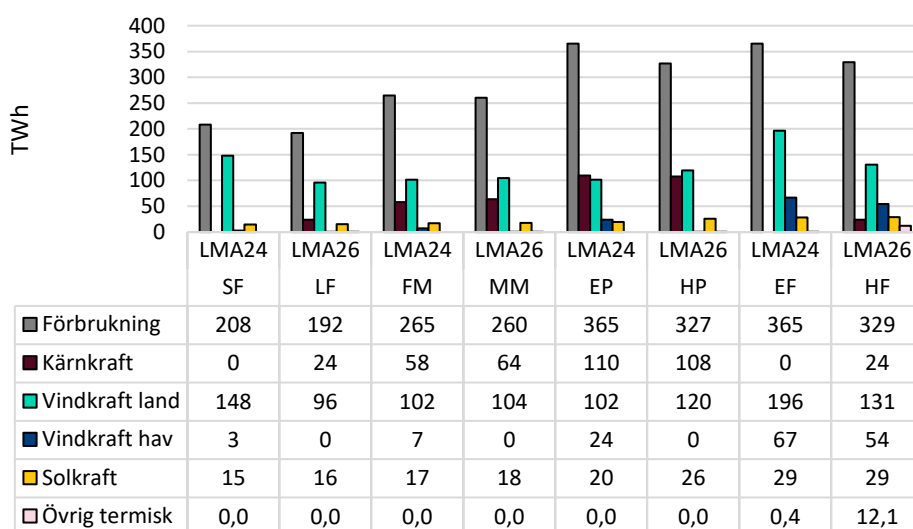
I Figur 77 visas skillnad i elproduktion i Sverige för LMA2026 och LMA2024. Förändrade antaganden för kärnkraften får stor betydelse för resultaten. I scenarierna SF och EF i LMA2024 tilläts varken livstidsförlängning av befintliga reaktorer eller investeringar i ny kärnkraft. I motsvarande scenarier i LMA2026, LF och HF, tilläts däremot reinvesteringar i tre befintliga reaktorer om dessa är lönsamma, vilket också realiserats i modellresultaten.

Ny kärnkraft tilläts i samtliga scenarier i LMA2026, men investeringar sker endast endogent i HP-scenariot. Detta drivs av lägre antagna investeringskostnader och en begränsad potential för landbaserad vindkraft. I scenarierna MM och HP tilläts dessutom reinvesteringar i samtliga sex befintliga reaktorer, samtidigt som 1 500 MW kärnkraft tillkommer exogent. Tillsammans med möjligheten till livstidsförlängning förklarar detta den högre något kärnkraftsproduktionen i MM-scenariot jämfört med FM-scenariot i LMA2024, där endast tre befintliga reaktorer kunde reinvesteras.

Även för landbaserad vindkraft har betydande förändringar skett. I HF-scenariot i LMA2026 uppgår årsproduktionen till ca. 130 TWh, jämfört

med ca. 200 TWh i EF-scenariot i LMA2024. Även havsbaserad vindkraft minskar, från 67 till 54 TWh. Den lägre vindkraftsproduktionen i LMA2026, trots högre antagen potential, kan främst förklaras av livstidsförlängning av tre kärnkraftsreaktorer samt lägre elanvändning. I HF-scenariot styrs dessutom utbyggnaden av lägre investeringskostnader för havsbaserad vindkraft, vilket gör att denna prioriteras framför landbaserad vindkraft i SE3 av lönsamhetsskäl.

Solkraften är densamma eller högre i samtliga scenarier i LMA2026 jämfört med LMA2024. Samtidigt sker större investeringar i övrig termisk kraft i HF-scenariot i LMA2026 jämfört med EF-scenariot i LMA2024.



Figur 77. Jämförelse av elanvändning och olika produktionslag för år 2050 i LMA2026 och LMA2024

Resultatmässigt finns trots de förändringar som gjorts stora likheter mellan LMA2024 och LMA2026. Framför allt ligger MM-scenariot i LMA 2026 nära FM-scenariot i LMA 2024, både i termer av elanvändning i Sverige och produktionsmix. För övriga scenarier har utfallsrummet i LMA2026 minskat jämfört med i LMA2024, både som ett resultat av mer likartade antaganden för kärnkraft och investeringsmodellering med lönsamhetsbaserad utbyggnad av ny produktion. Även de övergripande simuleringsresultaten är liknande i LMA2024 och LMA2026. I alla scenarier ses en stark trend mot utjämnade elpriser mellan Norden och kontinenten, vilket leder till högre priser i framför allt norra Sverige och en minskad nettoexport. Trenden är starkast i scenarierna med störst ökning av elanvändningen, och något mindre i scenarierna SF/LF med lägst elanvändning.

B. Beskrivning av potentialer och exogen utveckling av elproduktionskapacitet

I denna bilaga presenteras de antaganden som ligger till grund för utbyggnaden av elproduktion i scenarierna, baserat på både exogena antaganden och de utbyggnadspotentialer som används i investeringsoptimeringen. Den totala möjliga utbyggnaden för respektive kraftslag utgörs av summan av den exogent antagna kapaciteten och den endogena utbyggnadspotentialen. Utbyggnadspotentialen för vind- och solkraft redovisas i TWh, medan vattenkraft och termiska kraftslag redovisas i MW. Detta beror på att vind- och solkraft har varierande och relativt låga fullasttimmar, vilket gör energibaserade mått mer rättvisande för den faktiska produktionspotentialen.

Avsnittet innehåller en mer detaljerad genomgång av antagandena för Sverige uppdelat per kraftslag, följt av en översiktlig beskrivning av antagandena för övriga Norden och Europa.

Det bör noteras att de redovisade potentialerna avser teoretiskt möjliga utbyggnadsnivåer. Den faktiska utbyggnaden i scenarierna kan därför bli lägre beroende på exempelvis lönsamhet och systemförutsättningar. I avsnitt 4.2 redovisas de faktiska produktionskapaciteterna för respektive scenario efter genomförd investeringsoptimering.

Sverige

I detta avsnitt redovisas de antaganden som ligger till grund för utvecklingen av elproduktionen i Sverige fram till 2050 uppdelat på de olika kraftslagen.

Landbaserad vindkraft

Landbaserad vindkraft har hittills varit den dominerande nya kraftkällan i Sverige. Under 2024 togs cirka 1,0 GW i drift och vindkraftsproduktionen nådde rekordnivån på 40,8 TWh. Utbyggnadstakten har dock avtagit under senare år. Investeringsbeslut har bromsats av bl.a. svagare investeringsklimat och kommunala veton. Även om den tekniska potentialen för landbaserad vindkraft fortsatt är mycket stor är det osäkert i vilken grad utbyggnaden kommer fortsätta.

Fram till 2030 antas samma exogena utbyggnad av landbaserad vindkraft i samtliga scenarier där årsmedelproduktionen uppgår till cirka 60 TWh. Därefter antas vindkraftverk successivt tas ur drift när de uppnår en livslängd på 25 år vilket innebär en minskande kapacitet till 2040 och 2050. I Tabell 15 redovisas antagande för den exogena utbyggnaden av landbaserad vindkraft.

	Beskrivning exogen utbyggnad landbaserad vindkraft	Exogent antagande, TWh	
		2040	2050
LF	Fram till 2030 antas samma utbyggnad i samtliga scenarier. Därefter antas vindkraftverk successivt tas ur drift när de uppnår en livslängd på 25 år.	50	20
MM			
HP			
HF			

Tabell 15. Exogena antaganden för landbaserad vindkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

Utbyggnadspotentialen för landbaserad vindkraft varierar mellan scenarierna beroende på avvägningar mot exempelvis lokal miljö och försvarsintressen. I Tabell 16 presenteras de antagna potentialerna. Landbaserad vindkraft är det billigaste kraftslaget och byggs därför i regel ut till sin maxpotential i investeringsoptimeringen, så länge kannibalisering³⁰ inte försämrar lönsamheten. Även antaganden om fullasttimmar i olika elområden och länder påverkar lönsamheten och därmed utbyggnaden.

³⁰ Med kannibalisering avses att ökad produktion från en elproduktionskälla, exempelvis vindkraft eller solkraft, leder till lägre elpriser under timmar med hög produktion, vilket i sin tur minskar intäkterna för samma produktion och därmed kan begränsa lönsamheten för ytterligare utbyggnad.

	Beskrivning utbyggnadspotential landbaserad vindkraft	Potential, TWh	
		2040	2050
LF	Intressekonflikter, värnande om lokal miljö och tillståndssvårigheter etc. innebär lägre utbyggnadspotential än övriga scenarier.	90	100
MM	Utbyggnad sker, men intressekonflikter begränsar potentialen jämfört med HF.	100	120
HP			
HF	Utbyggnad prioriteras i avvägningen mot andra intressen.	140	200

Tabell 16. Potential för landbaserad vindkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050. Potentialen inkluderar även antagande om exogen kapacitet (se Tabell 15).

Havsbaserad vindkraft

Havsbaserad vindkraft kan, trots högre kostnader än landbaserad vindkraft, bli en viktig del av den framtida elförsörjningen. Fördelarna inkluderar stabilare vindförhållanden, möjlighet att bygga större parker och använda större turbiner samt en ofta gynnsam geografisk placering nära stora efterfrågeområden.

EU har satt mål om att öka kapaciteten från cirka 16 GW år 2020 till minst 60 GW år 2030 och cirka 300 GW till 2050³¹. Initiativ inom REPowerEU syftar till att korta tillståndsprocesser, stärka havsplaneringen och utveckla gränsöverskridande elnät till havs. Samtidigt har flera projekt i Europa och även USA skjutits upp eller avbrutits på grund av stigande investeringskostnader, högre räntor, leveranskedjeproblem och politiska beslut. I USA har vissa havsbaserade vindkraftsprojekt stoppats av federala myndigheter, vilket visar att den framtida utbyggnaden kan påverkas av politiska beslut och prioriteringar.

I Sverige har Svenska kraftnät sedan 2021 mottagit ansökningar om nätanslutning motsvarande över 100 GW, eller mer än 400 TWh, havsbaserad vindkraft. Detta är en teoretisk volym utan hänsyn till tillstånd eller realiserbarhet, men illustrerar både det stora intresset och

³¹ https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/offshore-renewable-energy_en#eu-strategy-on-offshore-renewable-energy

den betydande tekniska potentialen. Intresset har sannolikt även påverkats av tidigare politiska förslag om att staten skulle stå för anslutningskostnaderna till transmissionsnätet, ett förslag som senare har dragits tillbaka. För att hantera ansökningarna och styra ny produktion till områden gynnsamma för elsystemet har Svenska kraftnät pekat ut möjliga anslutningspunkter för upp till cirka 14 GW till 2040.

I november 2024 beslutade regeringen att avslå 13 planerade parker i Östersjön med hänvisning till Försvarmaktens bedömning att projekten skulle kunna påverka Sveriges försvarsförmåga³². De avslagna projekten motsvarade omkring 30 GW installerad effekt.

Sammantaget finns en stor teknisk potential för havsbaserad vindkraft i Sverige, men realiserbarheten begränsas av tillstånd, lönsamhet, försvarsrelaterade restriktioner och behovet av politiskt stöd. I HF-scenariot antas ett auktioneringsförfarande införas, vilket bidrar till en ökad utbyggnadstakt samt kostnadsreduktioner till följd av skaleffekter i efterföljande projekt. Mot denna bakgrund har viss kapacitet för havsbaserad vindkraft inkluderats exogent i scenariot, vilket redovisas i Tabell 17. En relativt stor potential för havsbaserad vindkraft har dock antagits i samtliga scenarier se Tabell 18.

	Beskrivning exogena antaganden havsbaserad vindkraft	Exogent antagande, TWh	
		2040	2050
LF	Ingen exogen antagen utbyggnad och den idag existerande vindkraften till havs antas uppnå sin tekniska livslängd innan 2040.	0	0
MM			
HP			
HF	Ett auktionsförfarande antas införas för att stimulera utbyggnaden av havsbaserad vindkraft.	15	34

Tabell 17. Exogena antaganden för utbyggnad av havsbaserad vindkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

³² [Avslag på 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2024/11/13-avslag-pa-13-havsbaserade-vindkraftparker-i-ostersjon/)

	Beskrivning utbyggnadspotential havsbaserad vindkraft	Potential, TWh	
		2040	2050
LF	Samma potential i samtliga scenarier, då den tekniska potentialen bedöms vara stor och utbyggnadsnivån i stället främst styrs av lönsamhet	63	200
MM			
HP			
HF			

Tabell 18. Potential för havsbaserad vindkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050

Solkraft

Solkraft har vuxit snabbt under senare år, drivet av sjunkande kostnader och ett ökat intresse från både hushåll och storskaliga aktörer. Även om produktionen är låg vintertid kan solkraften få ett ökat värde i takt med att efterfrågan på el under sommarhalvåret ökar, bl.a. från industri och datacenter. Samtidigt finns en risk för kannibalisering vid en omfattande utbyggnad, inte minst till följd av ökad solkraftsproduktion i kontinentala Europa.

Inom ramen för EU:s reviderade Energy Performance of Buildings Directive (EPBD) införs successivt krav på solcellsinstallation eller solcellsberedskap på nya byggnader och vid större renoveringar, där kraven varierar beroende på byggnadstyp och genomförbarhet. Reformen förväntas på sikt öka utbyggnaden av solceller inom byggnadssektorn, men omfattningen är osäker och beror bl.a. på nationell implementering, undantag och lokala förutsättningar.

I början av 2024 uppgick den installerade effekten solceller i Sverige till cirka 4,8 GW, med en årsproduktion på omkring 4,1 TWh. Drivkrafterna bakom utbyggnaden av småskaliga solcellsanläggningar, exempelvis på villatak, skiljer sig i flera avseenden från dem som ligger bakom storskaliga solkraftsprojekt. För hushåll är ekonomiska incitament ofta en central faktor. Genom att använda egenproducerad el minskar behovet av att köpa el från nätet, vilket kan reducera både energikostnader och vissa nätrelaterade avgifter. För vissa hushåll finns även en ambition att öka graden av egenförsörjning, exempelvis genom att kombinera solceller med batterilagring eller laddning av elfordon. Även värderingsbaserade motiv kan spela en roll, såsom ett intresse för ny energiteknik eller en vilja att bidra till energiomställningen. Idag kan en skattereduktion för grön teknik erhållas för solceller som uppgår till 15 procent av

installationskostnaden, med ett tak på 50 000 kronor per person och år³³. ROT-avdraget ger istället 30 procent³⁴ av arbetskostnaden för installation, men kan inte kombineras med grön teknik-avdraget.

Investeringsoptimeringen i modellen baseras främst på lönsamhet från försäljning av el till priset på dagen före-marknaden. Detta innebär att modellen har begränsad förmåga att fånga drivkrafterna bakom utbyggnaden av småskaliga solcellsanläggningar. Därför har antaganden om denna utbyggnad lagts in exogent i modellen. I LF-scenariot antas utbyggnaden av småskalig solkraft bli något större än i övriga scenarier. En bidragande orsak är att hänsyn till den lokala miljön fungerar som en drivkraft i LF-scenariot, vilket till viss del begränsar utbyggnaden av landbaserad vindkraft, men samtidigt gynnar utbyggnad av takmonterade solceller. I Tabell 19 redovisas antagande för den exogena utbyggnaden av landbaserad vindkraft.

	Beskrivning exogena antaganden småskalig solkraft	Exogent antagande, TWh	
		2040	2050
LF	Utbyggnaden drivs av hushållens vilja att öka självförsörjningsgraden, bidra till energiomställningen och minska elkostnaderna.	7,5	14,4
MM	Utbyggnaden sker av liknande skäl som i LF, men en något lägre utbyggnadstakt antas.	7,4	10,2
HP			
HF			

Tabell 19. Exogena antaganden för utbyggnad av småskalig solkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

För storskaliga solkraftsprojekt är investeringsbeslut i högre grad kopplade till förväntad lönsamhet. Viktiga faktorer är kostnadsutvecklingen för solcellsteknik, tillgång till mark och

³³ Skatteverket, "Grön teknik – privatpersoner", 2026. Länk från 2026-05-14: <https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/gronteknik.4.676f4884175c97df4192860.html>

³⁴ Skatteverket, "Rot och rut", 2026. Länk från 2026-05-14: <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/rotochrut.4.2ef18e6a125660db8b080002674.html>

nätanslutning samt möjligheten att säkra långsiktiga intäkter, exempelvis genom elförsäljning på marknaden eller genom långsiktiga elköpsavtal.

Kostnaderna för solcellsteknik har under en längre tid minskat, vilket har förbättrat förutsättningarna för storskaliga projekt. Den tekniska potentialen för storskalig solkraft i Sverige är stor, då det finns god tillgång till både mark och större takytor. Den huvudsakliga begränsningen bedöms därför ligga i lönsamheten snarare än i den tekniska potentialen. Mot denna bakgrund antas en relativt stor potential för storskalig solkraft i samtliga scenarier jämfört med dagens nivåer, men fortfarande lägre än den tekniskt och geografiskt tillgängliga potentialen. Den faktiska utbyggnaden bestäms genom modellens investeringsoptimering. I Tabell 20 presenteras de antagna potentialerna för solkraft i scenarierna.

	Beskrivning utbyggnadspotential storskalig solkraft	Potential, TWh	
		2040	2050
LF	Samma potential i samtliga scenarier. Den tekniska potentialen bedöms vara stor och utbyggnadsnivån i scenarierna styrs främst av lönsamhet.	25	50
MM			
HP			
HF			

Tabell 20. Potential för storskalig solkraft (TWh) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

Kärnkraft

Kärnkraften ger planerbar produktion och bidrar med viktiga systemegenskaper såsom kortslutningseffekt, spänningsreglering och rotationsenergi. Andelen kärnkraft i produktionsmixen påverkar därför behovet av flexibilitet och stödtjänster. Europas kärnkraftsflotta består till stor del av äldre reaktorer från 1970- och 1980-talen. Många planeras få livstidsförlängningar, samtidigt som reaktorer också successivt avvecklas.

De svenska reaktorerna (Forsmark 1–3, Ringhals 3–4 och Oskarshamn 3) togs i drift under 1980-talet och skulle vid en teknisk livslängd på omkring 60 år fasas ut i början av 2040-talet, men livstidsförlängningar upp till 80 år bedöms tekniskt möjliga och utreds av ägarna. Samtidigt finns osäkerheter kring i vilken omfattning samtliga reaktorer faktiskt kan livstidsförlängas. Mot denna bakgrund antas i MM och HP att samtliga reaktorer kan förlängas, medan det i LF och HF antas att endast tre reaktorer kan förlängas. Investeringsoptimeringen avgör därefter om

livstidsförlängning ska genomföras. De ekonomiska förutsättningarna för livstidsförlängning är bättre än för nyinvesteringar eftersom kostnaderna antas vara väsentligt lägre och dessutom låga i förhållande till de flesta andra kraftslag. Livstidsförlängning av befintliga kärnkraftsreaktorer genomförs därför i regel ut till sin maximala potential i investeringsoptimeringen.

Ny kärnkraft kan bestå av både traditionella storskaliga reaktorer och små modulära reaktorer (SMR). Det finns betydande osäkerheter kring kostnader, finansiering och tidplaner, särskilt för SMR-teknik som ännu inte har byggts i kommersiell skala. I Sverige presenterade regeringen 2023 en färdplan för ny kärnkraft som bl.a. omfattar statliga kreditgarantier, finansieringslösningar och åtgärder för att förenkla tillståndsprocesser. Flera aktörer har därefter initierat arbete med att utreda och förbereda ny kärnkraft.

I scenarierna MM och HP inkluderas 1 500 MW ny kärnkraft exogent, motsvarande exempelvis Vattenfalls planerade satsning på SMR vid Ringhals³⁵, vilken antas möjliggöras via statliga stöd. I HP-scenariot antas ett omfattande kärnkraftsprogram införas i Sverige, där en högre efterfrågetillväxt i kombination med stöd för de initiala 1 500 MW möjliggör en snabbare marknadsutveckling. En motsvarande utveckling antas även i övriga Europa i HP-scenariot, där en högre utbyggnadstakt av ny kärnkraft ger bättre förutsättningar för lärlkurvor och därmed lägre investeringskostnader och skaleffekter över tid. Detta leder sammantaget till lägre kostnadsantaganden för ny kärnkraft för hela det optimerade området jämfört med övriga scenarier.

I Tabell 21 och Tabell 22 visas den exogena utbyggnaden samt potentialen för både livstidsförlängning av befintliga reaktorer i Sverige och ny utbyggnad.

³⁵ Vattenfall, "Vägen till ny kärnkraft", 2026. Länk från: 2026-05-14: <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/vara-energislag/karnkraft/vagen-till-ny-karnkraft>

	Beskrivning exogena antaganden kärnkraft	Exogent antagande, MW	
		2040	2050
MM	Cirka 3–5 SMR antas tillkomma med hjälp av statligt stöd och riskdelning.	1 500	1 500
HP			
LF	Ingen kärnkraft inlagt exogent.	0	0
HF			

Tabell 21. Exogena antaganden för utbyggnad av kärnkraft (MW) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

	Beskrivning utbyggnadspotential kärnkraft	Potential, MW	
		2040	2050
LF	Ny kärnkraft Samma potential i samtliga scenarier, då utbyggnadsnivån i stället främst styrs av lönsamhet	5 300	9 900
MM			
HP			
HF			
MM	Befintlig kärnkraft Alla sex reaktorer kan livstidsförlängas om lönsamt/kostnadseffektivt i investeringsmodelleringen	1 084	6 981
HP			
LF	Befintlig kärnkraft Tre reaktorer kan livstidsförlängas om lönsamt/kostnadseffektivt i investeringsmodelleringen	1 084	3 377
HF			

Tabell 22. Potential för ny respektive livstidsförlängd befintlig kärnkraft (MW) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050. Not: Potential för ny kärnkraft för scenario MM och HP inkluderar i tabellen de 1 500 MW som lagts in exogent i modellen.

Kraftvärme

Sverige finns cirka 4 360 MW installerad kraftvärmekapacitet, varav omkring 1 580 MW utgörs av industriell kraftvärme³⁶. Kraftvärmen producerar samtidigt el och värme med hög total verkningsgrad och baseras i dag i huvudsak på biobränslen. Anläggningarna är lokaliserade nära värmelaster, vilket möjliggör effektiv energiutnyttjande. Detta bidrar till resurseffektiv energiförsörjning samt planerbar och flexibel elproduktion i elsystemet.

Även om det finns viss potential att öka elproduktionen från kraftvärmeverk, bl.a. enligt Energimyndighetens förslag till en nationell fjärrvärme- och kraftvärmestrategi³⁷, möter sektorn flera utmaningar. Värmebehovet väntas minska i takt med fler värmepumpar, bättre isolerade byggnader och ett varmare klimat. Samtidigt ökar konkurrensen om bioråvara både nationellt och internationellt, vilket kan begränsa kraft- och fjärrvärmeverkens lönsamhet och möjligheten att öka elproduktionen. Elpannor i fjärrvärmenät och återvinning av restvärme från industri och serverhallar kan delvis täcka värmebehovet, men kraftvärmeverk kvarstår som viktiga ur ett systemperspektiv och bidrar bl.a. till möjligheten till ödrift³⁸ av storstadsområden och andra stödtjänster i elsystemet.

För scenarierna har två alternativa utvecklingsvägar för kraftvärme definierats. I HP och MM antas befintliga kraftvärmeverk i fjärrvärmesystemet investera i förlängd teknisk livslängd till 60 år. Detta innebär kostnader som inte bedöms kunna täckas fullt ut av intäkter från el- och värmeproduktion. Därmed förutsätts att staten i viss utsträckning går in och säkerställer den förlängda driften av dessa anläggningar. Det antas vidare att bl.a. tillgänglig industriell restvärme kan kompensera för den minskade värmeförseln från kraftvärmesektorn som ändå sker i dessa scenarier. I scenarierna LF och HF antas i stället att fjärrvärmens kraftvärmeverk avvecklas efter 40 års drift. I samtliga scenarier antas industrins kraftvärmeverk kvarstå utan begränsad livslängd. Skillnader i värmeförsel mellan HP och MM jämfört med LF och HF antas kompenseras genom en ökad utbyggnad av värmepumpskapacitet. Inga

³⁶ Energiföretagen, "Energijåret – årsstatistik 2024". Länk från 2026-04-27: [Energijåret - årsstatistik - Energiföretagen Sverige](#)

³⁷ Energimyndigheten, "Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi", 2023, dokument nr ER 2023:14. Länk från 2026-04-27:

https://www.energimyndigheten.se/496032/contentassets/f7846dde19cc4a26acd415ad267377cb/en-strategi-for-fjarrvarme-och-kraftvarme-och-kartlaggning-av-potential-er-2023_14.pdf.

³⁸ Ö-drift innebär att ett område drivs som en "ö" med egen elproduktion, utan koppling till det övriga elnätet.

nya kraftvärmeverk antas tillkomma i scenarierna, med undantag för de som redan har fattade investeringsbeslut. I Tabell 23 redovisas de exogena antagandena för kraftvärme.

	Beskrivning exogena antaganden kraftvärme	Exogent antagande, MW	
		2040	2050
MM	Kraftvärmeverk för fjärrvärme stängs efter 60 år; industrins kraftvärme kvarstår.	4 196	3 486
LF	Kraftvärmeverk för fjärrvärme stängs efter 40 år; industrins kraftvärme kvarstår.	3 502	2 511

Tabell 23. Exogena antaganden för kraftvärme i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

Vattenkraft

Vattenkraften, med en installerad effekt på cirka 16 300 MW, är en central del av Sveriges kraftsystem, både som energikälla och genom sin höga flexibilitet. Den levererar viktiga systemtjänster såsom reglerförmåga, frekvens- och spänningsstabilitet samt beredskapskapacitet. Under de kommande 20 åren kommer i stort sett all vattenkraft att omfattas av moderna miljövillkor inom ramen för den nationella planen (NAP). Dessa villkor innebär miljöanpassningar som syftar till att stärka den biologiska mångfalden, exempelvis genom förbättrade vandringsmöjligheter för fisk och mer naturliga flöden. Samtidigt minskar åtgärder som minimitappningar i fiskvägar och naturfåror elproduktionen från vattenkraftverk och reducerar flexibiliteten i elsystemet. Hittills har endast ett begränsat antal prövningar har avgjorts, vilket innebär att den samlade effekten fortfarande är osäker. Parallellt har den energipolitiska inriktningen justerats, med ökad betoning på att väga miljönytta mot vattenkraftens systemvärden och att begränsa negativa effekter på elproduktion och reglerförmåga³⁹.

Det finns ett växande intresse från flera aktörer för effekthöjningar och ny kapacitet i anslutning till befintlig vattenkraft. Det omfattar både

³⁹ Regeringen, "Undantag från krav enligt art- och habitatdirektivet vid vattenkraftens omprövning, prop. 2025/26:202", publicerad 18 mars 2026. Länk från 2026-04-27: [Undantag från krav enligt art- och habitatdirektivet vid vattenkraftens omprövning - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/undantag-fran-krav-enligt-art-och-habitatdirektivet-vid-vattenkraftens-omprovning)

modernisering av befintliga anläggningar och investeringar i ny eller utökad kapacitet, inklusive pumpkraft, med en samlad potential på flera hundra megawatt⁴⁰ ⁴¹. Initiativen befinner sig i huvudsak i tidiga skeden och är beroende av framtida investeringsbeslut, tillståndsprocesser och marknadsförutsättningar.

Mot bakgrund av osäkerheter kring utfallet av miljöprövningen samt i vilken utsträckning ny vattenkraftskapacitet kan realiseras, har den installerade effekten i scenarierna behållits på dagens nivå. Ett exogent antagande görs dock om tillkommande pumpkraft om 315 MW motsvarande en återställning av pumpkraftverket i Juktan kraftstation. Juktan bedöms ha en relativt hög mognadsgrad jämfört med flera andra identifierade pumpkraftsprojekt, bl.a. eftersom anläggningen redan existerar och tidigare har använts för pumpdrift.

I LMA2026 har inte varit möjligt att inkludera vattenkraft i investeringsoptimeringen, då såväl framtida kostnadsnivåer som intäktsströmmar – inklusive stödtjänstmarknader – är svårbedömda. I Tabell 24 redovisas de exogena antagandena för vattenkraft.

⁴⁰ Vattenfall, "Vattenprojekt i Sverige" 2023, Länk från 2026-04-27: [Våra vattenkraftsprojekt i Sverige - Vattenfall](#)

⁴¹ Fortum "Fortum genomför en förstudie för nya pumpkraftverk", 2025. Länk från 2026-04-27: [Fortum genomför en förstudie för nya pumpkraftverk | Fortum](#)

Beskrivning exogena antaganden vattenkraft		Potential, MW		
		2040	2050	
LF	Ny vattenkraft	Utbyggnad av pumpkraft i SE2	315	315
MM				
HP				
HF				
MM	Befintlig vattenkraft	Den installerade kapaciteten i dagens system antas kvarstå under hela analysperioden.	16 416	16 416
HP				
LF				
HF				

Tabell 24. Exogena antaganden för vattenkraft (MW) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

Övrig termisk

När andelen vind- och solkraft ökar, samtidigt som planerbar produktion från exempelvis kärnkraft eller konventionell fossil kraft minskar, ökar behovet av flexibel och tillförlitlig effekt som kan balansera systemet vid variationer i produktion och efterfrågan. I modelleringen har därför investeringar i gasturbinbaserad kraft tillåtits. Detta inkluderar kombikraftverk (CCGT) och gasturbiner (OCGT) drivna med grön vätgas, vilka kan erbjuda fossilfri elproduktion med hög flexibilitet. Därutöver har modellen även kunnat bygga ut CCGT-anläggningar med koldioxidavskiljning och lagring (CCS) baserade på naturgas, som ett alternativ för att tillhandahålla planerbar effekt med reducerade utsläpp.

Dessa tekniker utgör olika alternativ för att tillgodose behovet av flexibel och planerbar kapacitet i ett elsystem med hög andel väderberoende produktion. I investeringsoptimeringen väljs mellan teknologierna utifrån respektive kostnadsstruktur, där investeringskostnad, rörliga kostnader och verkningsgrad vägs mot förväntat antal drifttimmar. OCGT har lägre investeringskostnad men också lägre verkningsgrad och byggs därför främst för få drifttimmar och som spetskapacitet. OCGT har högre verkningsgrad och lägre rörliga kostnader, men kräver högre initial investering och är därmed mer konkurrenskraftig vid högre utnyttjandegrad. Valet mellan teknologierna bestäms således i stor utsträckning av deras ekonomiska konkurrenskraft givet antagen driftstid

i systemet. I Tabell 25 redovisas de exogena antagandena för övrig termisk kraft.

	Beskrivning utbyggnadspotential övrig termisk	Potential, MW	
		2040	2050
LF	Samma potential antas i samtliga scenarier och fördelas jämnt mellan de tre aktuella teknikerna: CCGT och OCGT med vätgas samt CCGT med CCS baserad på naturgas. Den tekniska potentialen bedöms som omfattande, och den faktiska utbyggnaden begränsas i huvudsak av lönsamhetsförutsättningar.	60 000	120 000
MM			
HP			
HF			

Tabell 25. Exogena antaganden för övrig termisk kraft (MW) i Sverige i scenarierna för analysåren 2040 och 2050.

Övriga Norden

I detta avsnitt redovisas kortfattat de viktigaste antaganden som ligger till grund för utvecklingen av elproduktionen i övriga Norden. De antagna potentialerna, som redovisas baseras på underlag från respektive lands systemansvariga till ENTSO-E:s TYNDP 2024-process samt kompletterande informationsinhämtning från systemansvariga.

Förutsättningarna för fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft skiljer sig mellan de nordiska länderna. I Danmark och Norge, med en årsmedelproduktion idag på cirka 12 TWh⁴² respektive 16 TWh⁴³, bedöms en omfattande fortsatt utbyggnad vara mer utmanande. Detta beror bl.a. på begränsad marktillgång, ökande lokal acceptansproblematik samt tillståndsrelaterade hinder. I Finland, där vindkraften står för cirka 24 TWh⁴⁴, bedöms förutsättningarna däremot vara relativt goda. Detta på grund av god tillgång på mark, gynnsamma vindförhållanden samt ekonomiska incitament som i större utsträckning kan bidra till lokal acceptans för ny vindkraftsutbyggnad. I scenarierna antas därför en lägre

⁴² Energistyrelsen, "Dataset till Analyseforudsætning til Energinet 2025", 2025. Länk från 2026-05-14: <https://ens.dk/analyser-og-statistik/analyseforudsætninger-til-energinet>

⁴³ Kortsiktig markedsanalyse 2025–2030", 2025. Länk från 2026-05-14: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/kma/kortsiktig-markedsanalyse-2025---2030.pdf>

⁴⁴ Fingrid, "Fingrid Energy Forecast Q3/2025", 2025. Länk från 2026-05-14: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/kantaverkonkehittaminen/fingrid_energiaennuste-q3-2025-eng.pdf

utbyggnadspotential för landbaserad vindkraft i Norge och Danmark, medan potentialen är högre i Finland. I HF-scenariot möjliggörs dock en mer omfattande utbyggnad i samtliga länder, medan LF-scenariot har mer konservativa antaganden.

Tabell 26 redovisar den antagna utbyggnadspotentialen för landbaserad vindkraft i Danmark, Finland och Norge, inklusive exogent antagen utbyggnad fram till 2030. En oförändrad eller minskad potential mellan analysår innebär inte att modellen saknar möjlighet att bygga ny vindkraft. Eftersom en teknisk livslängd på 25 år antas för vindkraftverk ingår även reinvesteringar och ersättning av uttjänta anläggningar i utbyggnadspotentialen. För exempelvis Danmark innebär ett fullt utnyttjande av potentialen till 2050 att befintlig vindkraftsflotta i sin helhet ersätts.

Vindkraft land, TWh	Danmark		Finland		Norge	
	Scenario	2040	2050	2040	2050	2040
LF	11	11	62	59	27	25
MM	17	23	77	88	30	30
HP	17	23	77	88	30	30
HF	26	42	112	158	45	61

Tabell 26. Antagen utbyggnadspotential för landbaserad vindkraft (TWh) i Danmark, Finland och Norge, inklusive exogent utbyggnad till 2030.

För havsbaserad vindkraft bedöms förutsättningarna vara särskilt goda i Danmark, där stora havsområden med starka vindresurser finns tillgängliga. För att spegla detta antas en mycket hög teknisk potential, där utbyggnaden i huvudsak styrs av lönsamhet i investeringsoptimeringen. I Norge begränsas utbyggnaden delvis av stora havsdjup och högre tekniska kostnader, även om flytande havsbaserad vindkraft på sikt kan öppna nya möjligheter. Trots detta antas en relativt hög potential i scenarierna HF, MM och HP, medan lägre antaganden görs i LF. För Finland antas utbyggnaden i huvudsak också styras av lönsamhet, och en relativt stor och oförändrad potential tillämpas i samtliga scenarier. De antagna potentialerna redovisas i Tabell 27.

Vindkraft hav, TWh	Danmark		Finland		Norge	
	Scenario	2040	2050	2040	2050	2040
LF	107	195	21	42	6	12
MM	107	195	21	42	21	43
HP	107	195	21	42	21	43
HF	274	574	21	42	37	73

Tabell 27. Antagen utbyggnadspotential för havsbaserad vindkraft (TWh) i Danmark, Finland och Norge, inklusive exogent utbyggnad till 2030.

För storskalig solkraft antas en relativt hög utbyggnadspotential i samtliga nordiska länder och scenarier, dock från en låg initial nivå. För småskalig solkraft görs exogena antaganden som följer en utveckling i liknande takt som i Sverige, med något högre utbyggnad i LF-scenariot. Den totala utbyggnadspotentialen, inklusive de exogena antagandena, redovisas i Tabell 28.

Solkraft, TWh	Danmark		Finland		Norge	
	Scenario	2040	2050	2040	2050	2040
LF	42	62	29	58	20	38
MM	41	60	29	56	20	30
HP	41	60	29	56	20	30
HF	41	60	29	56	20	30

Tabell 28. Antagen utbyggnadspotential för solkraft (TWh) i Danmark, Finland och Norge, inklusive exogent utbyggnad av storskalig solkraft till 2030 samt för småskalig solkraft till 2050.

Av de befintliga kärnkraftsreaktorerna i Finland antas samtliga kunna livstidsförlängas i MM och HP, medan två (Olkiluoto 1 och 2) avvecklas innan 2040 i LF och HF. I dagsläget har reaktorerna Olkiluoto 1 och 2 drifttillstånd t.o.m. 2038, medan Loviisa 1 och 2 har beviljade drifttillstånd som sträcker sig t.o.m. 2050. Det pågår även analyser kring möjlig livstidsförlängning av Olkiluoto 1 och 2 utöver nuvarande tillstånd⁴⁵. Den senaste reaktorn, Olkiluoto 3, togs i kommersiell drift 2023 och antas kunna vara i drift under hela analysperioden i samtliga scenarier.

⁴⁵ World Nuclear Association, "Nuclear Power in Finland", country profile. Länk från 2026-05-14: <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland>

Modellen har dessutom möjlighet att investera i ny kärnkraft i Finland upp till 4 200 MW i samtliga scenarier, men till lägre kostnad i HP-scenariot, där en stor utbyggnad generellt i Europa bidrar bl.a. till skaleffekter och sammantaget förbättrar investeringsförutsättningarna. För Norge och Danmark har ingen potential för ny kärnkraft antagits.

För kraftvärme tillämpas motsvarande antaganden som för Sverige, med en mer omfattande utfasning i scenarierna LF och HF, där värmebehovet i högre grad antas tillgodoses genom storskaliga värmepumpar.

Vattenkraften i Finland antas förenklad ligga kvar på dagens nivå under hela analysperioden, även om det finns vissa utvecklingsinitiativ, främst kopplade till pumpkraft och effektivisering av befintliga anläggningar. För Norge antas en exogen ökning av installerad vattenkraftseffekt genom främst uppgraderingar och effektförstärkningar i befintlig kapacitet.

Övriga Europa

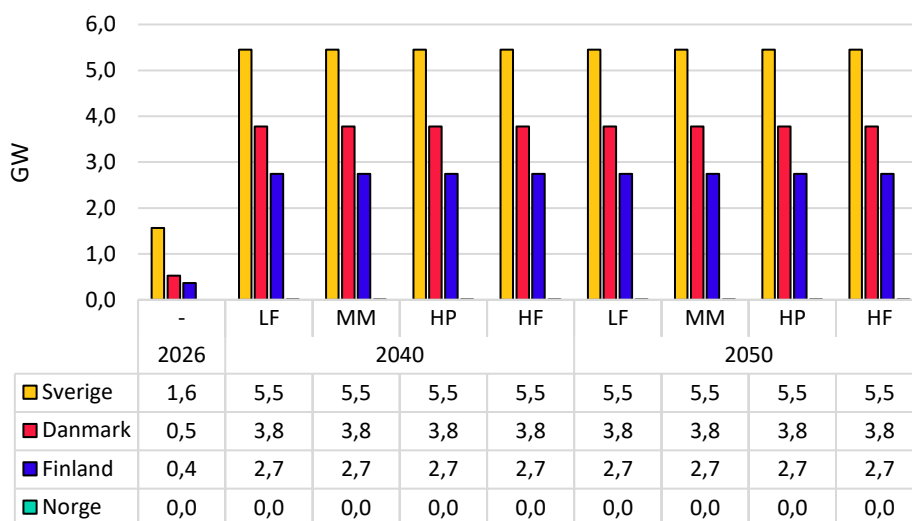
Termisk kraft, befintlig kärnkraft, vattenkraft, batterikapacitet samt sol- och vindkraft fram till 2030 har antagits exogent för de explicit modellerade länderna i övriga Europa utanför Norden, i enlighet med scenariot NT+.

Utbyggnaden av sol- och vindkraft samt ny kärnkraft och övrig termisk kraft (CCGT med och utan CCS samt OCGT) efter 2030 har därefter bestämts genom investeringsoptimering i modellen. Antagandena om utbyggnadspotential för elproduktion fram till 2050 baseras på data som de systemansvariga lämnat in inom ramen för TYNDP 2024 i form av så kallade trajectories, dvs. uppskattade utvecklingsbanor för olika kraftslag.

Samma utbyggnadspotential har i grunden antagits för samtliga modellerade länder, med undantag för landbaserad vindkraft. För detta kraftslag har potentialen i scenarierna LF, MM och HP justerats ned jämfört med HF-scenariot, i syfte att spegla HF-scenariots mer gynnsamma utveckling för landbaserad vindkraft samt skapa större variation mellan scenarierna.

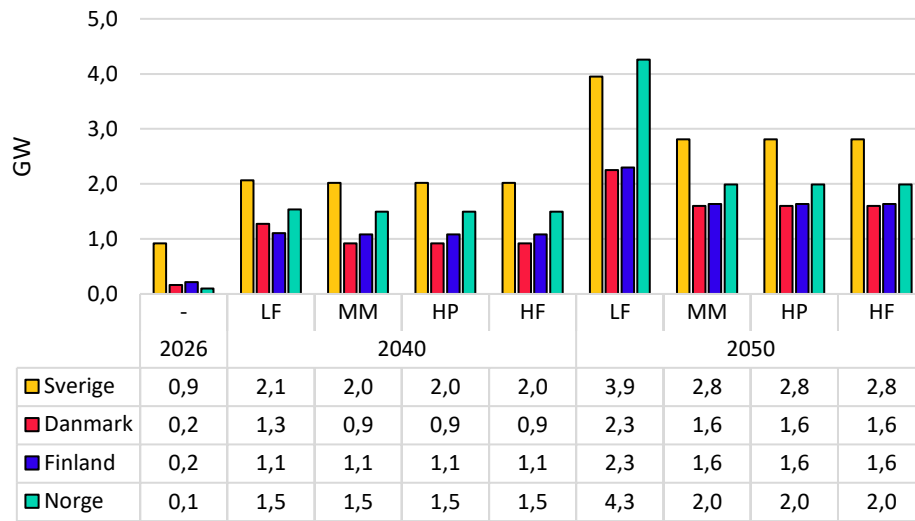
C. Beskrivning av utveckling för batterilager

I investeringsmodelleringen har modellen möjlighet att bygga endogena batterier enligt kostnader som redovisas i Bilaga B, men någon utbyggnad sker inte. Detta beror dels på att modellen inte fångar de intäcksströmmar som finns utanför dagen före-marknaden, och dels på att modellen generellt har svårt att återge toppar i elpriset (se även avsnitt 2.6). Förutom möjligheten för investeringsmodelleringen att investera i batterilager finns exogent definierade batterier i modellen. Det rör sig dels om storskaliga batterier som antas byggas fram till 2030, vilket visas i Figur 78. Dessa batterier byggs främst för att tillhandahålla stödtjänster men kan även agera på andra marknader. De antas också i stort täcka de behov som finns av att tillhandahålla stödtjänster, varför inga antaganden om ytterligare intäkter gjorts för endogena batterier.



Figur 78. Storskaliga batterilager för de nordiska länderna.

Vidare finns hushållsnära småskaliga batterier kopplade till solceller, vilket visas i Figur 79. Dessa batterier antas endast ladda från solceller på tak, vilket begränsar deras användning jämfört med storskaliga batterier. Att LF har en större kapacitet av småskaliga batterier än övriga scenarier beror på antagandet att mer småskalig solkraft byggs ut i scenariot (se även bilaga B).



Figur 79. Småskaliga batterilager kopplade till solceller för de nordiska länderna.

D. Utveckling av investeringskostnader

I investeringsoptimeringen utvärderas en uppsättning av nya teknologier utifrån deras investeringskostnader, fasta kostnader, rörliga kostnader samt ett givet avkastningskrav. Nyinvesteringar sker 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 och inte heller kostnader för obalanser.

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 procent 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 kostnader för balansering, 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 konstruktionskostnader⁴⁶. 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 samt
- 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 CO₂-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. bränsle- och CO₂-priser samt av teknisk utveckling. Exempel på teknisk utveckling utgörs av högre fullasttimmar för vindkraft och högre effektivitet för termiska kraftverk.

I Tabell 29, Tabell 30, Tabell 31 respektive Tabell 32 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

⁴⁶ I den engelskspråkiga litteraturen betecknas detta som EPC price (engineering, procurement and construction price)

havsbaserad vind och kärnkraft. För havsbaserad vind har den omedelbara investeringskostnaden liksom fast DoU antagits vara lägre i HF-scenariot. Denna teknikklass benämns som Havsbaserad vind Låg. För kärnkraft har både den omedelbara investeringskostnaden liksom fast DoU antagits vara lägre i HP-scenarion. Denna teknikklass benämns som Kärnkraft Låg.

Teknologi	Byggtid [År]	Ekonomisk livslängd [År]
Landbaserad vind	1	25
Havsbaserad vind	3	25
Havsbaserad vind Låg	3	25
Solceller, parker	1	30
Gasturbin	2	40
CCGT	3	40
CCGT_CCS	4	40
Kärnkraft	7	60
Kärnkraft Låg	7	60
Kärnkraft livstidsförlängning	2	20
Batterier_2h	1	15
Batterier_4h	1	15
Batterier_8h	1	15

Tabell 29. Antagen byggtid och ekonomisk livslängd (år) per teknologi. Byggtiden avser delen av entreprenadfasen där den övervägande delen av investeringskostnaden uppstår.

Teknologi	2025	2040	2050
Landbaserad vind	1 410	1 320	1 295
Havsbaserad vind	3 350	2 400	2 250
Havsbaserad vind Låg	3 350	2 020	1 800
Solceller, parker	873	495	434
Gasturbin	750	750	750
CCGT	1 000	1 000	1 000
CCGT_CCS	3 000	2 300	2 180
Kärnkraft	6 500	6 250	6 000
Kärnkraft Låg	6 500	5 000	4 800
Kärnkraft livstidsförlängning	870	870	870
Batterier_2h	1 013	751	630
Batterier_4h	1 670	1 184	968
Batterier_8h	3 005	2 051	1 646

Tabell 30. Antaganden om omedelbar investeringskostnad, OIC (EUR/kW), 2024 års prisnivå.

Teknologi	2025	2040	2050
Landbaserad vind	30	30	30
Havsbaserad vind	102,5	97,5	95
Havsbaserad vind Låg	87,5	70	65
Solceller, parker	9,2	7,3	7,0
Gasturbin	10	10	10
CCGT	25	25	25
CCGT_CCS	65	52,5	45
Kärnkraft	95,3	95,3	95,3
Kärnkraft Låg	85,7	85,7	85,7
Kärnkraft Livstidsförlängning	95,3	95,3	95,3
Batterier_2h	25,1	18,8	15,7
Batterier_4h	41,8	29,6	24,2
Batterier_8h	75,1	51,3	41,1

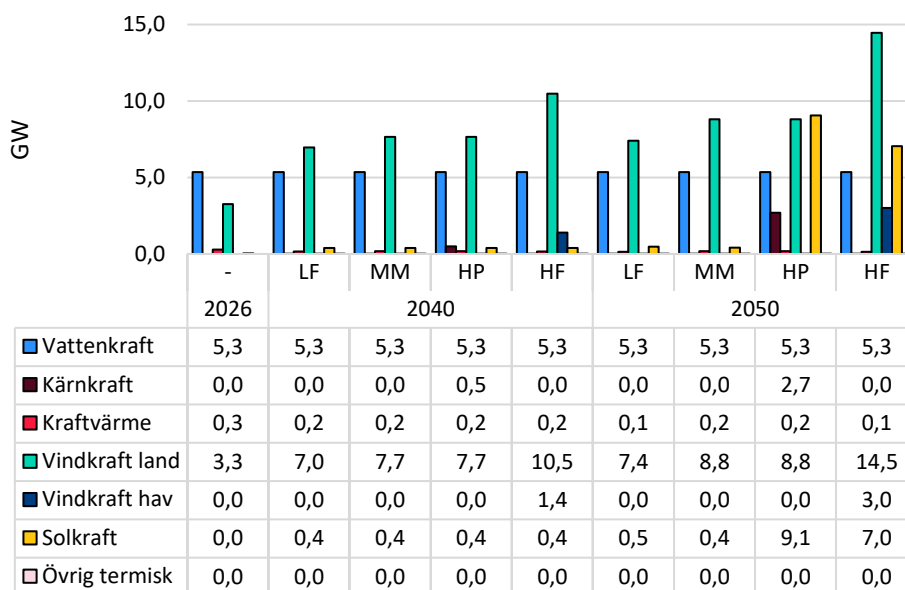
Tabell 31. Antaganden om fast DoU (EUR/kW), 2024 års prisnivå. Not: Av modellmässiga skäl har rörlig DoU för landbaserad och havsbaserad vind lagts på fast DoU.

Teknologi	2025	2040	2050
Landbaserad vind	0	0	0
Havsbaserad vind	0	0	0
Havsbaserad vind Låg	0	0	0
Solceller, parker	0	0	0
Gasturbin	2,5	2,5	2,5
CCGT	2,5	2,5	2,5
CCGT_CCS	4	4	4
Kärnkraft	3,8	3,8	3,8
Kärnkraft Låg	3,8	3,8	3,8
Kärnkraft Livstidsförlängning	3,8	3,8	3,8
Batterier_2h	0	0	0
Batterier_4h	0	0	0
Batterier_8h	0	0	0

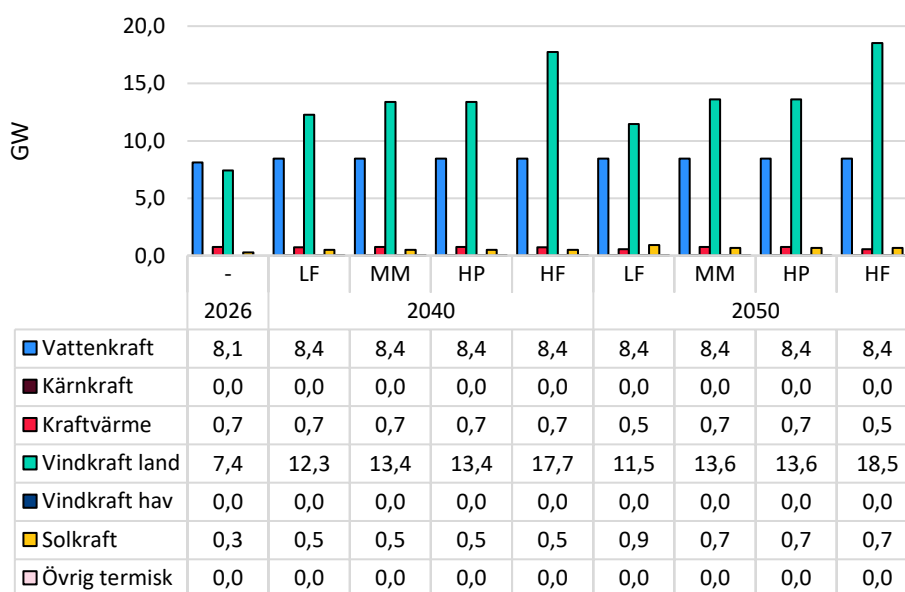
Tabell 32. Antaganden om rörlig DoU (EUR/MWh), 2024 års prisnivå. Not: Av modellmässiga skäl har rörlig DoU för landbaserad och havsbaserad vind lagts på fast DoU.

E. Produktionskapacitet Sveriges elområden

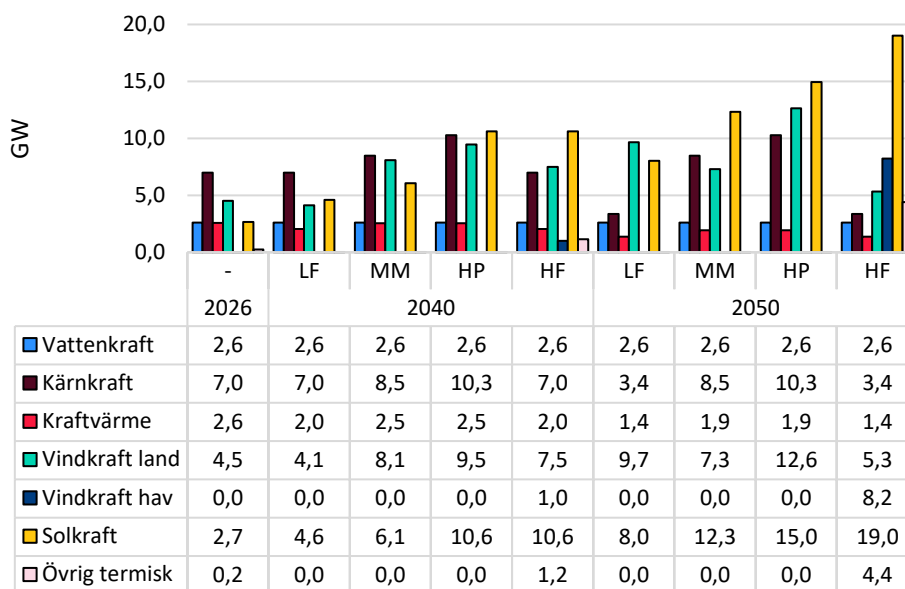
Produktionskapacitet SE1



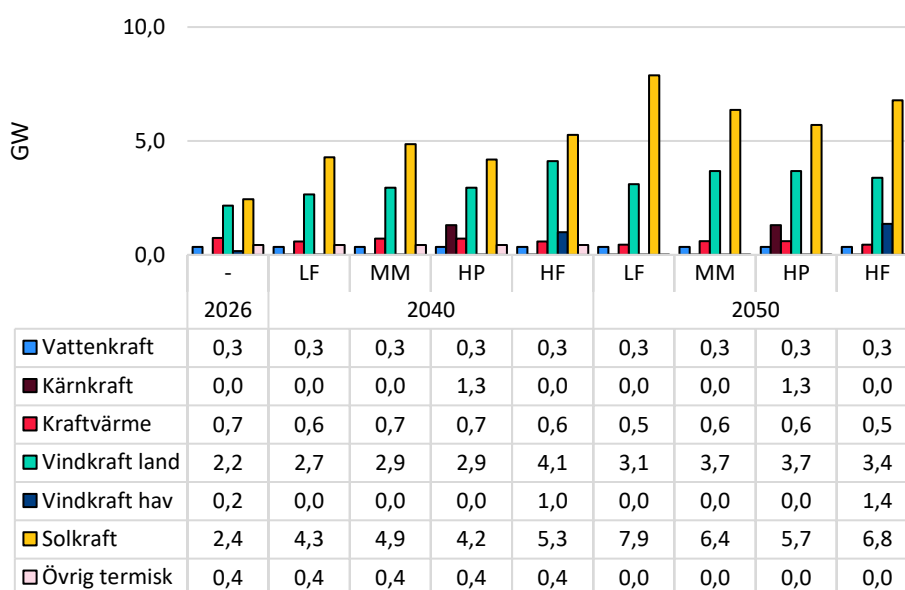
Produktionskapacitet SE2



Produktionskapacitet SE3



Produktionskapacitet SE4



Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

