

Ärende nr: Svk 2025/359

Datum: 2025-03-24

Kortsiktig marknadsanalys 2024

Analys av kraftsystemet 2025–2029

Svenska kraftnät

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

Version 1
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

Innehåll

Förord.....	6
Sammanfattning	7
1 Inledning.....	10
1.1 Syfte.....	10
1.2 Rapportens disposition.....	10
1.3 Begreppslista.....	10
1.4 Översiktskarta	13
2 Metod och avgränsningar	14
3 Indata	16
3.1 Utveckling av elproduktionskapacitet	16
3.1.1 Sverige.....	17
3.1.2 Norge	20
3.1.3 Finland	21
3.1.4 Danmark	21
3.1.5 Baltikum.....	22
3.1.6 Norden.....	23
3.1.7 Effektreserven och Överbelastningshantering.....	23
3.2 Elanvändning.....	24
3.2.1 Analysmetod	24
3.2.2 Efterfrågeprognos	25
3.2.3 Efterfrågan jämfört med föregående KMA	27
3.3 Efterfrågefleksibilitet	28
3.4 Bränsle- och utsläppsriktpriser	31
3.5 Elpriser på kontinenten och Storbritannien.....	32
3.6 Överföringskapacitet	33
3.7 Planeringsnät för Norden och övervakade nätelement för Sverige och Norge	34

4	Resultat och analys	35
4.1	Elenergibalans	35
4.1.1	Tillgång och efterfrågan på el i Sverige	40
4.2	Elpriser	42
4.2.2	Elpriser i Sverige	45
4.2.3	Prisskillnader mellan elområden	46
4.2.4	Prisvariationer	48
4.3	Handelsflöden	49
4.3.1	Handelsflöden i Sverige	51
4.3.2	Öst-västliga flöden	53
4.3.3	Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden.....	54
4.3.4	Svenska handelsflöden över Östersjön	56
4.4	Flaskhalsar och 70 procent	57
4.4.1	Begränsande nätelement	57
4.4.2	Tillfällen där mindre än 70 procent av ett nätelements belastningsförmåga kan tilldelas elmarknaden	58
5	Slutsatser	61
5.1	Elpriserna utjämnas mellan norra och södra Sverige under analysperioden.....	61
5.2	Sverige och Norden förblir nettoexportör	61
5.3	Handelsflöden förändras	62
5.4	Flaskhalsar och 70 procentsregeln.....	62
Bilaga 1	63
	Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod.....	63
	Beskrivning av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod	63
	Övergripande skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden.....	64
	Implementering av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i modellen	65
	Nätmodell - en beskrivning av nätet.....	65
	Övervakade nätelement	66
	Fördelningsfaktorerna för kraftöverföring	68
	Säkerhetsmarginaler	68
	Avhjälpande åtgärder	69

Flödesbaserad metod i marknadsmodellen (Samnett)	69
Det finns skillnader mellan tillämpning av metoder och hur dagenföre- marknaden fungerar	69

Förord

I den här rapporten presenteras Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2024 (KMA2024). I KMA2024 analyseras utvecklingen av kraftsystemet för den kommande femårsperioden 2025–2029 baserat på kända planer och beslut samt resultat från modellanalysen. Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt. Den kortsiktiga marknadsanalysen är ingen prognos för till exempel priser eller flöden utan syftet är att identifiera övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Det här är den nionde upplagan av KMA och den femte gången vi publicerar rapporten i sin helhet.

Vi på Svenska kraftnät vill med denna rapport öka transparensen i våra analyser, och tydliggöra vilka utmaningar utvecklingen kan innebära för det nordiska kraftsystemet under de kommande fem åren. Analysen och resultaten som presenteras bygger på den information som varit tillgänglig för Svenska kraftnät vid tiden för genomförandet.

Erik Böhlmark

Kristin Brunge, Jesper Eriksson,
Tobias Jakobsson, Paula Johnsson,
Lisa Jonsson, Monika Topel

Enhetschef

Kraftsystemanalytiker

Sammanfattning

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalyser är inga prognoser utan syftet är att, utifrån givna data och bedömningar, se övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Med stöd av simuleringar kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet.

Under analysperioden 2025–2029 är Sveriges elenergiöverskott positiv även om den försvagas över tid på grund av att ny elproduktion inte motsvarar ökningen av elanvändningen. Årsmedelpriset ökar över tid i takt med att elenergiöverskottet försvagas och att dyrare marginalprissättande produktion/handel sätter priset under fler timmar av året.

Elpriserna utjämnas mellan norra och södra Sverige under analysperioden

I de norra delarna av Sverige samt Finland sker det en ökning av årsmedelpriserna under analysperioden vilket bland annat drivs av en försvagad elbalans i SE1 vilket i sin tur beror på en ökad elanvändning. I södra Sverige och Norge minskar årsmedelpriserna fram till 2028 vilket primärt drivs av fallande elpriser på kontinenten. Därefter sker det en viss ökning av elpriserna vilket kan förklaras av en försvagad kraftbalans i Sverige och i Norden som helhet vilket bland annat är drivet av en ökad elanvändning i norr.

Årsmedelpriserna är i de flesta fall lägre för Sveriges elområden i jämförelse med motsvarande resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2023. Det beror på att de kontinentala elpriserna generellt sett är något lägre samt att elanvändningen ökar i lägre omfattning än i föregående kortsiktiga marknadsanalys.

Sverige och Norden förblir nettoexportör

Sverige fortsätter vara nettoexportör även om energiöverskottet minskar, från 35 TWh år 2025 till 20 TWh år 2029. Det beror på att produktionen, speciellt från 2027 och framåt, inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från 52 till 16 TWh mellan 2025–2029. Den ökade elanvändningen i Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2023 är elanvändningen lägre samtidigt som investeringar i ny produktion, primärt landbaserad vind, inte ökar lika mycket. På nordisk basis är energibalansen något starkare i jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2023.

Handelsflöden förändras

Det södergående flödet genom Sverige visar en avtagande trend för alla svenska snitt. Från och med år 2026 uppstår norrgående medelflöden per vecka mellan SE1 och SE2 vilket förstärks under analysperioden. Under 2028 uppvisas norrgående flöden primärt under april till augusti. Detta mönster förstärks under 2029 då de norrgående flödena pågår från januari till juni samt oktober till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elbalansen i SE1 försvagas vilket primärt beror på att elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Exporten på AC-förbindelserna från SE1 till Finland består under analysperioden men försvagas kraftigt från och med 2028.

Nettoimporten från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men minskar och övergår till en marginell nettoexport från SE3 år 2029 i och med att priserna utjämnas mellan områdena. Över tid minskar även nettoexporten till Danmark (DK1) och Norge (NO1) något. Med undantaget för att det årliga nettoflödet mellan Finland och SE3 vänder riktning år 2029 består de öst-västliga flödena under hela perioden även om de är lägre i slutet av analysperioden.

Den sammanlagda exporten från Sverige till angränsande handelsländer sjunker över tid vilket kan förklaras av en försvagad elbalans.

Flaskhalsar och 70 procentsregeln

Tillfällen där begränsande nätelement inom de svenska elområden är begränsande minskar från 2026 till 2029. Även tillfällen där 70 procent av belastningsförmågan av begränsande element inte kan göras tillgängligt

för elmarknaden minskar från 2026 till 2029.¹ Detta beror på att nätförstärkningar ingår i de nätmodeller som används för de olika analysåren, men också ändrade flödesmönster.

¹ 70 procentsregeln innebär att marknaden ska kunna utnyttja minst 70 procent alla ledningars överföringskapacitet till handel mellan olika elområden.

1 Inledning

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet och ansvarar för att kraftöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt. Vi övervakar och styr kraftsystemet dygnet runt och bygger ut transmissionsnätet för att möta samhällets behov av el. Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen av elanvändning, produktion, bränslepriser med mera påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt. Våra marknadsanalyser är inga prognoser utan syftet är att, utifrån givna data och bedömningar, se övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Resultaten används också för att analysera behovet av kompletterande åtgärder för ett driftsäkert elsystem.

1.1 Syfte

Syftet med vår kortsiktiga marknadsanalys är att, i huvudsak baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden. Det är ingen prognos men utgör ett stöd för Svenska kraftnäts interna arbete med att beskriva och identifiera de utmaningar som kan uppstå i elsystemet. Med stöd av simuleringar i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller kan vi beskriva och analysera en delmängd av konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet.

1.2 Rapportens disposition

I kapitel 2 beskrivs metod och i kapitel 3 indata för de analyser som genomförs. Simuleringsresultat och analyser presenteras i kapitel 4 och i kapitel 5 redovisas slutsatser.

1.3 Begreppslista

Här följer förklaringar till begrepp som används i den här rapporten.

- ACER: Den europeiska byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter.
- Analysperioden: De fem år som analyseras i rapporten med en flödesbaserad kapacitetsberäkning, det vill säga år 2025–2029.

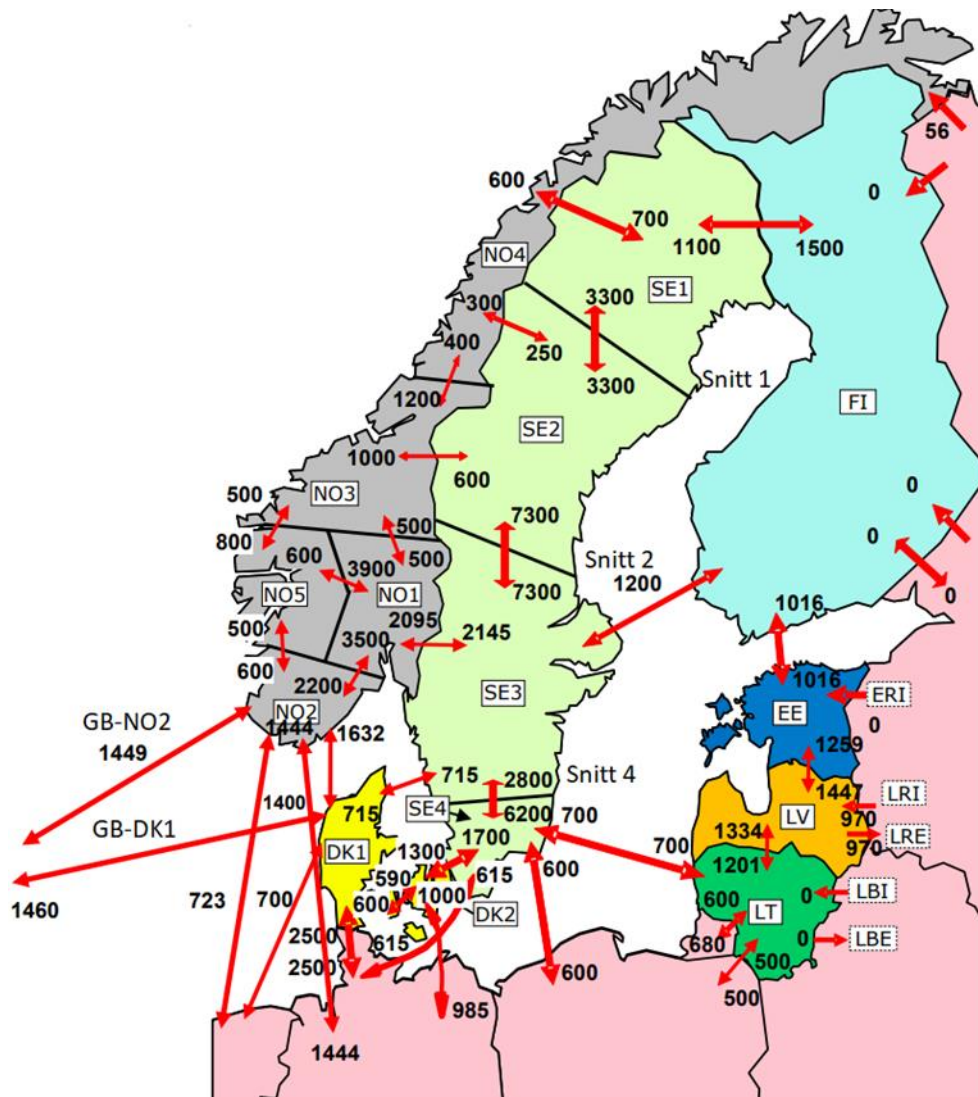
- **Analysår:** Ett år som analyseras, till exempel år 2025. Varje analysår simuleras för 35 historiska väderår för att beakta hur olika väderutfall inverkar på produktion, elanvändning, priser flöden med mera. Analysår är skilt från väderår.
- **CNE/CNEC:** Critical Network Element (with Contingency) – de identifierade kritiska nätkomponenter, oftast ledningar och transformatorer, som ingår i marknadskopplingen och kan komma att bli begränsande.
- **EENS:** Expected Energy Not Served - förväntad energi ej levererad, antal GWh eller MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras.
- **Elområde:** Geografiskt område inom vilket marknadsaktörer kan handla el utan kapacitetstilldelning.
- **ENTSO-E:** European Network of Transmission System Operators for Electricity. En sammanslutning av de europeiska systemoperatörerna varav en är Svenska kraftnät.
- **Flödesbaserad kapacitetsberäkning:** Kapacitetsberäkningsmetod som innebär att kapacitetsallokering till elmarknaden utgår från det fysiska flödet av el i elnäten och optimeras för högsta samhällsnytta för den europeiska elmarknaden som helhet.
- **HVDC:** High Voltage Direct Current – högspänd likström.
- **LOLE:** Loss of Load Expectation – förväntad förlorad last där förbrukning i ett område inte kan tillgodos av import till området eller produktion inom området, antal timmar per år med risk för effektbrist.
- **Planerbar elproduktion:** Med planerbar produktion menas vanligen produktion som kan regleras på ett enkelt och förutbestämt sätt. Kraftslag som vattenkraft, kärnkraft och värmekraft anses vara planerbara eftersom eleffekten kan styras. Kraftslag som sol- och vindkraft anses inte vara lika planerbara eftersom mängden eleffekt bestäms av de aktuella väderförhållandena.
- **Produktion:** Den elenergi som en anläggning genererar över tid, mäts exempelvis i MWh eller TWh. Vi avser nettoproduktion i denna rapport, alltså den elenergi som matas ut på nätet från en produktionsanläggning (motsatsen, bruttoproduktion, är anläggningens produktion inklusive intern användning).

- Landsförkortningar: DK (Danmark), DE (Tyskland), FI (Finland), GB (Storbritannien), LT (Litauen), EE (Estland), LV (Lettland), NO (Norge), PL (Polen), NL (Nederländerna) och SE (Sverige).
- Norden: Med detta avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.
- Snitt: Med snitt menas gränsen mellan två elområden. I Sverige finns tre snitt: snitt 1 (mellan elområde SE1 och SE2), snitt 2 (mellan elområde SE2 och SE3) och snitt 4 (mellan elområde SE3 och SE4).
- Synkronområde: Ett område som sitter ihop i ett växelströmsnät och därför alltid har samma frekvens. Sverige, Norge, Finland och DK2 (östra Danmark) utgör det nordiska synkronområdet. Olika synkronområden kan bara kopplas samman med hjälp av likströmsförbindelser.
- TSO (Transmission System Operator): det organ som har systemansvaret för transmissionsnätet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemoperatör.
- UMM: Urgent Market Messages. Aktörer är skyldiga att publicera avbrott, planerade arbeten, ändrad kapacitet och annan marknadspåverkande information.² De kan rapportera detta via tjänsten Nordic Unavailability Collection System (NUCS) eller på någon annan av de plattformar som finns i Europa och som är kopplade till den så kallade Transparensplattformen som ENTSO-E tillhandahåller. Ett vanligt val bland aktörer i den nordiska marknaden är att nyttja marknadsplatsen Nord Pool, där information av detta slag kallas UMM.
- Väderår: En samling av data (temperatur, vind, sol och tillrinning till vattenkraftsmagasin) för ett visst historiskt år. Väderåren 1982–2016 används i den här rapporten. Historiska tillrinningsserier för åren 1982–2016 är justerade för climateffekter.

² Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013.

1.4 Översiktskarta

Figur 1 redovisar elområden och maximal handelskapacitet för Norden och Baltikum samt handelskapacitet mot angränsande handelsländer. Då det har skett en övergång till flödesbaserad kapacitetsberäkning från och med slutet av oktober 2024 är AC-kapaciteterna endast indikativa.



Figur 1. Elområden och maximal handelskapacitet (MW) januari 2024.
Källa: ENTSO-E och Svenska kraftnät.

2 Metod och avgränsningar

I det här kapitlet beskrivs metod och avgränsningar. Analysen fokuserar på Norden eftersom vi tillsammans med de övriga nordiska länderna utgör det synkrona nordiska elsystemet.

Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Nordens vattenkraftproduktion är till exempel starkt korrelerad till den hydrologiska situationen (nederbördsmängd och snösmältning). Hur blåsig det är påverkar vindkraftsproduktionen medan solinstrålningen är av avgörande betydelse för elproduktionen från solceller. Från år till år kan vädersituationen uppvisa betydande skillnader och detta får större betydelse när andelen vind- och solkraftskapacitet ökar. Då en betydande del av uppvärmningsbehovet i Sverige, Norge och Finland sker med hjälp av el påverkas elanvändningen av temperaturen. I denna analys används därför historiska väderdata (tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur) för åren 1982–2016 som ingångsvärden i modellerna. De historiska tillrinningsserierna är anpassade för ett klimat för 2030 vilket till exempel innebär en något tidigare vårflod. Vindserierna är anpassade för att efterlikna den teknikutveckling som innebär att modernare vindkraftverk har en högre utnyttjandegrad av den installerade effekten.

I analysen används elmarknadsmodellen EMPS som har en detaljerad beskrivning av vattenkraften i Norden. Modellen används med tillägget Samnett³ som använder en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetodik vilket är den metodik som används på marknaden. En beskrivning av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden, skillnaderna mellan flödesbaserad kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetod, och hur metoderna tillämpas i simuleringarna finns i Bilaga 1. En förenkling som har varit nödvändig är att de nätmodeller som används för att kunna genomföra den flödesbaserade kapacitetsberäkningen är intakta. Det innebär att hänsyn till de avbrott som sker under sommarhalvåret inte inkluderas med följden att överföringskapaciteten överskattas denna period.

³ [Samnett och Samlast – SINTEF](#).

Modellsimuleringarna är geografiskt begränsade till Norden och Baltikum. Handel med övriga handelsländer till Norden modelleras genom antagna timvisa handelskapaciteter och priser, se kapitel 3.

Av modelltekniska skäl kommer de simulerade priserna inte att understiga noll men i praktiken kan negativa priser förväntas i många av de timmar där nollpriser redovisas. Tidsmässigt är analysen begränsad till perioden 2025–2029.

Tillkommande produktionskapacitet som kommer in under analysperioden, exempelvis vind- och solkraft, baseras på kända planer och antaganden om framtida produktion. I analysen görs därmed inga lönsamhetsbedömningar för respektive kraftslag.

I denna kortsiktiga marknadsanalys presenteras inte resultat över rotationsenergi och behovet av avhjälpande åtgärder och stödtjänster. För mer information gällande framtida behov av stödtjänster, se rapporten *Balancing market outlook 2030*⁴.

⁴ [Balancing market outlook 2030.](#)

3 Indata

I det här kapitlet beskrivs sammanfattat de indata som har använts i simuleringarna.

3.1 Utveckling av elproduktionskapacitet

Den installerade effekten per land uppdelat på olika kraftslag för 2025–2029 (exklusive kraftverk som utgör effekt- eller störningsreserv) redovisas i Tabell 1-Tabell 10.

För den **termiska kapaciteten** i Sverige bygger antagandena till stor del på Svenska Bioenergiföreningens (Svebio) årliga kartläggning⁵ medan antaganden för resterande länder primärt baseras på information från grannländernas systemoperatörer (delvis genom data lämnad till den europeiska databasen PEMMDB 3.0) samt publicerade marknadsmeddelanden. Med termisk kapacitet avses kraftvärme och kondenskraftvärme samt övrig värmekraft. Den sistnämnda posten avser termisk kapacitet exklusive kärnkraft som endast producerar el.

För **kärnkraft** har datum för planerad idrifttagning och revision av reaktorer i modelleringen baserats på marknadsmeddelanden fram till och med år 2026 utifrån publicerad information hämtad i juli 2024. För resterande åren under analysperioden har antaganden om typiska revisionsperioder gjorts.

Vattenkraftskapaciteten antas i princip vara konstant under analysperioden förutom för Norge och bygger på statistik från Energiföretagen och från grannländernas systemoperatörer. På grund av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster, avställningar, tappningsrestriktioner och vattendomar antas dock inte mer än cirka 13 400 MW vara tillgängligt vid någon tidpunkt i Sverige. I modellen används historiska tillrinningsserier för åren 1982–2016 justerade för klimateffekter. Justeringen för klimateffekter innebär att modellerad vattenkraftproduktion blir något större under hösten och vintern på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårflo den kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt.

⁵ Svensk Bioenergiförening 2023.

Utvecklingen av **vind- och solkraftskapaciteten** för våra grannländer bygger på information från deras systemoperatörer. Utbyggnaden för landbaserad vindkraft i Sverige fram till 2027 baseras på uppgifter från Svensk Vindenergi. För perioden därefter baseras antagandena på en linjär interpolation mellan tidigare nämnda siffror för 2027 samt Svenska kraftnäts bedömning för år 2029. Detta är en nedrevidering med nästan 14 TWh årsproduktion år 2028 jämfört med KMA 2023 vilken baserades på Energimyndighetens scenarier över Sveriges energisystem 2023 (Högre elektrifiering) för år 2030.⁶ Detta speglar en trögare marknad för nyinvesteringar i landbaserad vindkraft den senaste tiden. Ingen ny havsbaserad vind har antagits komma in under perioden 2025–2029. För solceller har Energimyndighetens kortsiktsprognos från sommaren 2024 använts fram till 2026. För de resterande åren har Svenska kraftnät gjort en egen bedömning.

3.1.1 Sverige

Den svenska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft samt landbaserad vindkraft. Under analysperioden bedöms nyinvesteringar främst ske i landbaserad vind samt solkraft. I Tabell 1 redovisas en post som benämns som övrig värmekraft vilken avser termisk elproduktion som endast producerar el men inte är kärnkraft. Denna består primärt av Öresundsverket vilken återställs under första kvartalet 2025 i enlighet med ett elberedskapsbeslut för att säkerställa ö-driftförmåga i Malmö. Detta kommer att stärka effektbalansen i elområde SE4. För Forsmark 1 har det antagits att sista delen av effekthöjningen sker under 2025.

⁶ Energimyndigheten, Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	16 416	16 416	16 416	16 416	16 416
Landbaserad vind	16 004	16 931	18 115	19 846	21 576
Havsbaserad vind	192	192	192	192	192
Solkraft	6 322	7 902	9 351	10 800	12 248
Kärnkraft	6 981	6 981	6 981	6 981	6 981
Kraftvärme och kondenskraftvärme	4 317	4 362	4 362	4 406	4 358
Övrig värmekraft	543	443	443	443	443
Gasturbiner	240	240	240	240	240
Totalt	51 015	53 468	56 101	59 323	62 454

Tabell 1. Installerad kapacitet i Sverige 2024–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi, Forsmarks kraftgrupp AB, Ringhals AB, OKG AB samt Svenska kraftnät.

I Tabell 2–Tabell 5 redovisas den installerade kapaciteten per elområde i Sverige.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	5 346	5 346	5 346	5 346	5 346
Landbaserad vind	3 068	3 129	3 292	3 676	4 060
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0
Solkraft	46	57	64	71	78
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	291	291	291	291	291
Övrig värmekraft	0	0	0	0	0
Gasturbiner	0	0	0	0	0
Totalt	8 751	8 822	8 992	9 383	9 774

Tabell 2. Installerad kapacitet i SE1 2025–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	8 128	8 128	8 128	8 128	8 128
Landbaserad vind	6 579	7 080	7 831	8 381	8 932
Havsbaserad vind	0	0	0	0	0
Solkraft	276	346	416	485	554
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	756	756	756	756	756
Övrig värmekraft	0	0	0	0	0
Gasturbiner	0	0	0	0	0
Totalt	15 739	16 310	17 130	17 750	18 370

Tabell 3. Installerad kapacitet i SE2 2025–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	2 595	2 595	2 595	2 595	2 595
Landbaserad vind	4 058	4 348	4 503	4 988	5 474
Havsbaserad vind	30	30	30	30	30
Solkraft	4 135	5 174	6 154	7 134	8 114
Kärnkraft	6 981	6 981	6 981	6 981	6 981
Kraftvärme och kondenskraftvärme	2 525	2 571	2 571	2 571	2 576
Övrig värmekraft	3	3	3	3	3
Gasturbiner	240	240	240	240	240
Totalt	20 567	21 941	23 077	24 542	26 013

Tabell 4. Installerad kapacitet i SE3 2025–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi, Forsmarks kraftgrupp AB, Ringhals AB, OKG AB samt Svenska kraftnät.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	347	347	347	347	347
Landbaserad vind	2 300	2 376	2 491	2 801	3 111
Havsbaserad vind	162	162	162	162	162
Solkraft	1 864	2 324	2 717	3 109	3 502
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	745	745	745	789	735
Övrig värmekraft	540	440	440	440	440
Gasturbiner	0	0	0	0	0
Totalt	5 958	6 394	6 902	7 648	8 297

Tabell 5. Installerad kapacitet i SE4 2025–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi samt Svenska kraftnät.

3.1.2 Norge

Vattenkraft utgör det dominerande kraftslaget i Norge. Sett över analysperioden väntas nyinvesteringar främst ske i solkraft, havs- och landbaserad vind. Ur ett energimässigt perspektiv sker ökningen primärt i havsbaserad vind.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	38 096	38 256	38 456	38 572	38 687
Landbaserad vind	4 968	5 008	5 268	5 528	5 788
Havsbaserad vind	2	302	677	1 051	1 425
Solkraft	1 536	2 166	3 066	4 127	5 303
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	286	286	286	286	286
Övrig värmekraft	6	6	6	6	6
Gasturbiner	0	0	0	0	0
Totalt	44 894	46 024	47 758	49 569	51 494

Tabell 6. Installerad kapacitet i MW i Norge 2025–2029.

Källa: Statnett och NVE.

3.1.3 Finland

Kärnkraft och kraftvärme inklusive kondenskraftvärme utgör de viktigaste kraftslagen i Finland i dagsläget. Under analysperioden antas dock en stark ökning av landbaserad vind vilket kommer att utgöra ett betydande inslag i slutet av analysperioden. Även solkraft kommer att öka. Att det sker en minskning av kraftvärme och kondenskraftvärme beror primärt på en antagen utfasning av äldre anläggningar. Kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 togs i kommersiell drift i april 2023.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	2 570	2 570	2 570	2 570	2 570
Landbaserad vind	8 741	10 166	12 509	14 853	17 196
Havsbaserad vind	0	28	267	506	745
Solkraft	2 581	4 640	6 570	8 500	10 430
Kärnkraft	4 394	4 394	4 394	4 394	4 394
Kraftvärme och kondenskraftvärme	6 473	6 138	5 908	5 908	5 668
Övrig värmekraft	62	62	62	62	62
Gasturbiner	116	116	71	71	71
Totalt	24 938	28 114	32 352	36 864	41 136

Tabell 7. Installerad kapacitet i MW Finland 2025–2029. Källa: Fingrid

3.1.4 Danmark

I Danmark är det primärt solkraft samt havsbaserad vind som ökar under analysperioden. Ett antal större termiska verk planeras att läggas ned på mellanlång- och lång sikt. Detta kan ses i Tabell 8 där kraftvärme och kondenskraftvärme minskar med ca 500 MW mellan 2025 och 2029. Fjärrvärmebehovet förväntas täckas av värmepumpar samt i mindre grad av renodlade värmepannor.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	0	0	0	0	0
Landbaserad vind	5 149	5 338	5 675	6 012	6 349
Havsbaserad vind	2 655	3 130	3 434	3 737	4 041
Solkraft	9 402	12 174	16 202	20 230	24 258
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	4 257	4 181	4 181	4 181	3 771
Övrig värmekraft	972	902	902	902	902
Gasturbiner	266	266	266	266	266
Totalt	22 700	25 992	30 660	35 328	39 587

Tabell 8. Installerad kapacitet i MW i Danmark 2025–2029.

Källa: Analysförutsättningar 2024 av Energistyrelsen/Energinett, PEMMDB 3.0.

3.1.5 Baltikum

De baltiska ländernas kraftsystem karaktäriseras i dagsläget av ett stort inslag av termisk kraft. Under analysperioden antas dock detta förändras i viss mån i och med att landbaserad vind, solkraft samt havsbaserad vind ökar samtidigt som termisk kapacitet i form av kraftvärme avvecklas.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	2 630	2 748	2 748	2 748	2 748
Landbaserad vind	3 031	4 015	4 886	5 758	6 629
Havsbaserad vind	0	0	412	825	1 237
Solkraft	4 854	6 333	6 503	6 674	6 844
Kärnkraft	0	0	0	0	0
Kraftvärme och kondenskraftvärme	1 904	1 904	1 904	1 809	1 809
Övrig värmekraft	1 529	1 529	1 529	1 529	1 529
Gasturbiner	250	250	250	250	250
Totalt	14 198	16 779	18 233	19 592	21 046

Tabell 9. Installerad kapacitet i Baltikum 2025–2029, MW.

Källa: Elering, AST och Litgrid.

3.1.6 Norden

Under analysperioden stiger den sammanlagda nordiska elproduktionskapaciteten från 144 GW till 194 GW, se Tabell 10. Detta drivs primärt av nyinvesteringar i landbaserad vind och solkraft samt, i mindre utsträckning, av ny havsbaserad vind.

Teknologi	2025	2026	2027	2028	2029
Vattenkraft	57 082	57 242	57 442	57 558	57 673
Landbaserad vind	34 861	37 443	41 568	46 238	50 909
Havsbaserad vind	2 850	3 653	4 569	5 486	6 403
Solkraft	19 841	26 881	35 188	43 655	52 238
Kärnkraft	11 375	11 375	11 375	11 375	11 375
Kraftvärme och kondenskraftvärme	15 333	14 968	14 738	14 782	14 083
Övrig värmekraft	1 584	1 414	1 414	1 414	1 414
Gasturbiner	621	621	576	576	576
Totalt	143 547	153 598	166 870	181 085	194 672

Tabell 10. Installerad kapacitet i Norden 2025–2029, MW.

Källa: Energiföretagen, Energimyndigheten, Svebio, Svensk Vindenergi, Svenska kraftnät samt de nordiska TSO:erna.

3.1.7 Effektreserven och Överbelastningshantering

Den svenska effektreserven fanns att tillgå för Svenska kraftnät mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven upphandlades av Svenska kraftnät och bestod fram till vintern 2024/2025 av 562 MW elproduktion från Karlshamn 2 och 3. I simuleringarna har detta modellerats så att 562 MW är tillgänglig som effektreserv medan återstående effekt, 100 MW, är tillgänglig för marknaden. Effektreserven är sålunda inte tillgänglig i simuleringarna. Från vintern 2022/2023 är effektreserven endast tillgänglig för aktivering för balansskäl i drifttimmen då andra balanseringsresurser är uttömda. Efter 2025 antas ingen kapacitet för Karlshamnsverket i modellerna. Detta är ett antagande som bygger på att det i dag inte finns ett avtal för effektreserven efter 2025 även om en process för att etablera en strategisk reserv bortom 2025 pågår.

Utöver en möjlig strategisk reserv finns Svenska kraftnäts resurs Överbelastningshantering⁷ vilken snabbt kan aktiveras vid fel. Denna ersätter tidigare störningsreserven och anpassas samtidigt till framtida utmaningar. I Sverige handlas den upp till volymen för att täcka det största möjliga felfallet, det vill säga bortkoppling av kärnkraftreaktorn Oskarshamn 3 (cirka 1 400 MW). Överbelastningshanteringen består i dag främst av gasturbiner men modelleras inte i denna analys då kapaciteten inte är tillgänglig för marknaden.

3.2 Elanvändning

I detta delkapitel beskrivs metoden för framtagandet av framtida elanvändning samt själva bedömningen av elanvändningen.

3.2.1 Analysmetod

Den långsiktiga utvecklingen av elanvändningen påverkas av ett antal faktorer som exempelvis ekonomisk tillväxt och strukturförändringar, befolkningsutveckling, energieffektivisering samt relativpriser.

Antalet ansökningar för mycket stora effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät har ökat under de senaste åren. Det handlar huvudsakligen om industrietableringar. Utifrån metoden för framskrivningen av elanvändningen som presenteras nedan kommer den svenska elanvändningen öka kraftigt, speciellt under den senare delen av analysperioden.

Svenska kraftnäts senaste långsiktiga marknadsanalys visade på ett utfallsrum för efterfrågan på el som år 2030 motsvarade 65 TWh vilket pekar på att kraftsystemet kan utvecklas på olika sätt.⁸ Då den kortsiktiga marknadsanalysen används i planeringssyfte för att ta höjd för de utmaningar som kan uppstå i elsystemet antas därför elanvändningen öka relativt kraftigt i denna analys. Den framskrivning av efterfrågan på el som rapporten presenterar bör därför inte ses som Svenska kraftnäts prognos på elanvändning fram till och med 2029.

⁷ Den består främst av gasturbiner men även av dieselgeneratorer.

⁸ Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2024 – Scenarier för kraftsystemets utveckling till 2050.

För efterfrågan för sektorerna Bostäder & Service (exklusive serverhallar) samt Transport baseras framskrivningen på Energimyndighetens kortsiktiga prognos och långsiktiga scenarier.

En informationskälla för bedömning av tillkommande serverhallar och industriella projekt utgörs av anslutningslistan till stamnätet som finns hos Svenska kraftnät. Andra bedömningsgrunder är samrådsunderlag för tillkommande industriella projekt, information från företag, nyhetsrapportering och dialog med Energimyndigheten. Vidare beaktas inom industrin efterfrågan på el per producerad vara vilket ger en djupare förståelse för industriernas verksamhet och elbehov. Utifrån dessa bedömningsgrunder görs en samlad bedömning på behov av effekt, el och uppskalning av produktion av varor för de tillkommande industriprojekten.⁹ Elanvändningen för befintlig industri (inklusive raffinaderier) sätts till industrins elanvändning enligt statistiken i Energimyndighetens kortsiktsprognos¹⁰ och antas vara konstant under analysperioden.

3.2.2 Efterfrågeprognos

Efterfrågan de kommande åren präglas av flertalet händelser som tillsammans skapar ett ökat elbehov. Antalet serverhallar och tillhörande elbehov bedöms öka under analysperioden. För transportsektorn väntas elbehovet också öka, dock ej i samma omfattning som tidigare.¹¹

Inom industrin sker elektrifieringen huvudsakligen genom tre parallella elintensiva spår, dessa kombineras ofta i flertalet projekt och initiativ:

- Fossila bränslen och produktionstekniker ersätts med alternativ baserade på elanvändning. Exempelvis där masugnsbaserad ståltillverkning ersätts med vätgasbaserad direktreduktion av järnoxid till järnsvamp och smältning i ljusbågsugnar
- Tillkommande processteg som idag ej tillämpas. Exempelvis infångning och användning av koldioxid (CCS och CCU)
- Tillkommande industriell produktion, exempelvis nya batterifabriker och stålverk.

⁹ Bedömningar kring efterfrågan har gjorts efter händelser noterade i Svenska kraftnäts omvärldsbevakning av tillkommande industriella projekt i Sverige fram till och med den 27 augusti 2024.

¹⁰ Energimyndigheten [Kortsiktiga prognoser sommar 2024](#).

¹¹ Energimyndigheten [Kortsiktsprognos sommar 2024 i korthet](#).

Ett genomgående tema för industrins elektrifiering är att behovet av vätgas ökar markant. De planer som industrin presenterar inkluderar att producera denna vätgas i Sverige genom elektrolys vilket kräver stora mängder el, se Tabell 11.

Inom analysperioden är det främst nedanstående industrigrenar som bidrar till den ökade elanvändningen.

Järn- och stålindustrin ser befintlig stålproduktion genom masugnsteknik ersättas i sin helhet med ljusbågsugnar. Reduktionssteget från järnoxid till järn som normalt sker i masugnen, väntas samtidigt genomföras genom vätgasbaserad direktreduktion av järnmalmspellet till järnsvamp. Beroende på tillgången till järnsvamp kan också skrot användas som insatsvara för stålproduktion där skrotbaserad stålproduktion är betydligt mindre elkrävande. **Järn- och stålindustrin** ser också en utökad planerad produktionsvolym under analysperioden då ett nytt stålverk byggs. Placeringen för dessa projekt är SE1 och SE3.

Elanvändning inom **verkstadsindustrin** bedöms öka under analysperioden till följd av byggnationen av batterifabriker i SE1 och SE3.

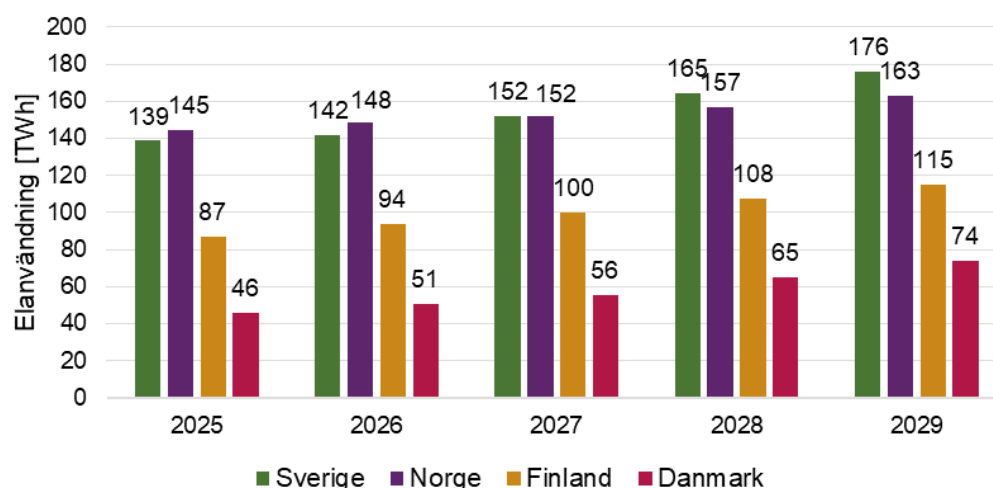
Under analysperioden planeras flertalet projekt inom **kemiindustrin** där nya elektrobränslefabriker ska driftsättas där el behövs för framställning av vätgas, koldioxidinfångning och kringliggande processer.

	2025	2026	2027	2028	2029
Bostäder & Service exklusive Serverhallar	67	66	67	67	67
Serverhallar	3	4	4	5	5
Industri*	49	52	60	69	76
Transporter	5	5	6	8	10
Fjärrvärme och storskaliga värmepumpar	3	3	3	3	3
Förluster	11	11	12	13	14
Totalt	139	142	152	165	176
- Varav el till vätgas	0	0	5	9	14

Tabell 11. Fördelning av efterfrågan på el i Sverige avrundat till hela TWh.

Källa: Bedömningar av Energimyndigheten och Svenska kraftnäts.

Ett ökat elbehov under analysperioden är inte unikt för Sverige utan återfinns i samtliga nordiska länder, se Figur 2. Ökningen av Norges elanvändning under analysperioden kan främst kopplas till både ökad elanvändning inom industrin samt serverhallar. I Finland drivs elanvändningen av ökande användning inom industri, serverhallar samt vätgasproduktion medan serverhallar och vätgasproduktion är de viktigaste drivkrafterna för ökad elanvändning i Danmark.



Figur 2. Antagen elanvändning i de nordiska länderna 2025-2029, TWh inklusive förluster.

Källa: De nordiska TSO:erna för respektive land.

3.2.3 Efterfrågan jämfört med föregående KMA

Det senaste året har flertalet händelser inträffat som sänker efterfrågan på el de kommande åren jämfört med KMA 2023. Bland dessa finns projekt som ställs in på grund av omogna marknader och strategisk översyn av investeringar. För andra projekt har driftstart och uppskalning av produktionsvolymerna skjutit på framtiden till följd av bland annat problem i tillståndprocesser eller i produktion. Vidare har metoden för bedömningar av effektbehov, elanvändning och produktionsuppskalning i projekt som inkluderas i analysen förändrats. Sveriges totala elanvändning uppgår till 165 TWh år 2028 i föreliggande kortsiktig marknadsanalys vilket är 15 TWh lägre än föregående marknadsanalys, se Tabell 12.

	2025	2026	2027	2028
Sverige	-13	-17	-16	-15
Norge	6	2	-2	-5
Finland	-2	0	-1	-2
Danmark	-1	-2	-3	0

Tabell 12. Förändring i antagen elanvändning per år jämfört med föregående Kortsiktig marknadsanalys, avrundat till hela TWh.

Källa: Energimyndigheten, Svenska kraftnät och övriga TSO:er i Norden.

3.3 Efterfrågefleksibilitet

I detta delkapitel redovisas antaganden för efterfrågefleksibilitet och batterier.

Efterfrågefleksibilitet är indelat i tre prisnivåer för nedreglering av elanvändningen. Nivåerna baseras på efterfrågekurvans priselasticitet¹² för systempriset under perioden november 2021 till och med oktober 2022. När elpriset når dessa nivåer aktiveras efterfrågefleksibilitet. Det innebär att en viss del av elanvändningen justeras ned för att simulera att elanvändningen minskar.¹³ Detta skulle kunna vara hushållskunder eller en industri som minskar sin elanvändning när elpriserna stiger.

För Sverige har antaganden för volymerna efterfrågefleksibilitet uppdaterats i regeringsuppdrag **Att främja ett mer flexibelt elsystem**¹⁴, i Deluppdrag 5¹⁵ där en uppskattning görs av olika resursers tillgängliga flexibilitetspotential¹⁶. I Tabell 13 visas den efterfrågefleksibilitet som antas för Sverige, detta inkluderar den tillgängliga potentialen av värmepumpar, värme och kyla, ventilation, gatu- och vägbelysning och laddbara personbilar. De uppskattade volymerna för Sverige har fördelats lika mellan prisnivåerna. För övriga Norden har kvoten mellan efterfrågefleksibilitet och elanvändning antagits förhålla sig på samma sätt som i Sverige. Detta redovisas i Tabell 13–Tabell 16.

¹² Hur efterfrågan påverkas av marginella förändringar av elpriset.

¹³ Rent modelltekniskt startas i själva verket lokal produktion med 100 procent verkningsgrad och med bränslepris lika med elprisnivåerna. Det får samma konsekvens för marknadssimuleringen som att sänka förbrukningen.

¹⁴ Regeringsbeslut II 1, 2022.

¹⁵ Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

¹⁶ Uppskattningen av flexibilitetspotentialen utgår från Energimyndighetens officiella statistik, elanvändning från SCB, temperaturdata från SMHI, fordonsdata från Trafikanalys, data från Skatteverkets avdrag för grön teknik samt kommunikation från marknadsaktörer.

	Pris [EUR/MWh]	2025	2026	2027	2028	2029
Nivå 1	100–200	211	321	432	542	652
Nivå 2	200–300	211	321	432	542	652
Nivå 3	300–500	211	321	432	542	652
Totalt		633	964	1 295	1 626	1 957

Tabell 13. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågeflexibilitet i Sverige (MW) per analysår.

Källa: Svenska kraftnät.

	Pris [EUR/MWh]	2025	2026	2027	2028	2029
Nivå 1	100–200	211	333	439	534	630
Nivå 2	200–300	211	333	439	534	630
Nivå 3	300–500	211	333	439	534	630
Totalt		634	998	1 316	1 601	1 889

Tabell 14. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågeflexibilitet i Norge (MW) per analysår.

Källa: Svenska kraftnät.

	Pris [EUR/MWh]	2025	2026	2027	2028	2029
Nivå 1	100–200	134	210	281	356	441
Nivå 2	200–300	134	210	281	356	441
Nivå 3	300–500	134	210	281	356	441
Totalt		401	630	842	1 069	1 324

Tabell 15. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågeflexibilitet i Finland (MW) per analysår.

Källa: Svenska kraftnät.

	Pris [EUR/MWh]	2025	2026	2027	2028	2029
Nivå 1	100–200	70	115	158	214	273
Nivå 2	200–300	70	115	158	214	273
Nivå 3	300–500	70	115	158	214	273
Totalt		210	346	474	641	819

Tabell 16. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågefleksibilitet i Danmark (MW) per analysår.

Källa: Svenska kraftnät.

I regeringsuppdrag **Att främja ett mer flexibelt elsystem**¹⁷ uppskattades även tillgänglig flexibilitetspotential för batterier (både stor- och småskaliga) per elområde, se Tabell 17. Dessa siffror representerar de volymer batterier som är tillgängliga för flexibilitet på dagen-före samt intradag-marknaden och inte hela den installerade batterikapaciteten eftersom det antogs att en del av kapaciteten är låst för andra ändamål (såsom stödtjänstmarknaden och lastbalansering bakom mätaren).¹⁸

	2025	2026	2027	2028	2029
SE1	1	1	2	2	3
SE2	64	70	76	82	89
SE3	416	471	526	582	637
SE4	443	482	521	560	598
Totalt	924	1 024	1 125	1 226	1 327

Tabell 17. Batterikapacitet för flexibilitet per elområde i Sverige (MW) för 2025–2029.

Källa: Svenska kraftnät.

¹⁷ Regeringsbeslut II 1, 2022.

¹⁸ Antagandena relaterade till uppskattningen av den tillgängliga flexibilitetspotentialen för batterier och andra flexibilitetsresurser förklaras i bilaga 2 av Energimarknadsinspektionen, Främjande av ett mer flexibelt elsystem 2023 – Deluppdrag 5.

För övriga Norden har antaganden gällande batterier baserats på data från de nordiska TSO:erna, se nedanstående tabell.

	2025	2026	2027	2028	2029
Övriga Norden	352	780	1 268	1 778	1 837

Tabell 18. Batterikapacitet för flexibilitet för övriga Norden (MW) för 2025–2029.
Källa: De nordiska TSO:erna.

3.4 Bränsle- och utsläppsriktpriser

De framtida priserna på bränslen och utsläppsrätter omgärdas av stora osäkerheter. Dessa drivs primärt av utvecklingen av den internationella ekonomin, politiska beslut samt geopolitiska händelser. Bränsle- och utsläppspriser har en betydande inverkan på elpriserna då de påverkar den rörliga kostnaden i termiska verk för att producera el. Pris på utsläppsrätter samt kol, gas och olja för perioden 2025–2029 baseras på forwardpriser på de finansiella marknaderna. Jämfört med KMA 2023, vars analysperiod sträckte sig mellan 2024–2028, ligger CO₂-priserna marginellt lägre medan kolpriserna är högre under perioden 2025–2028. Naturgaspriset ligger högre i KMA 2024 jämfört med KMA 2023 förutom för år 2028. Sammantaget innebär det att marginalkostnaden för kolkraft ligger på en högre nivå i KMA 2024 jämfört med KMA 2023. Förutom för 2028 gäller även detta för naturgaseldade kraftverk.

	Enhet	2025	2026	2027	2028	2029
EU ETS	EUR/ton	67,5	69,5	71,9	74,7	77,4
Kol	EUR/MWh	15,8	16,3	16,3	16,1	16,1
Naturgas	EUR/MWh	39,8	34,2	29,0	25,4	24,0
Brent råolja	USD/fat	71,2	70,0	69,5	69,2	69,0
SRMC Gaskombi	EUR/MWh	103	93	84	78	76
SRMC Kolkondens	EUR/MWh	96	99	101	103	105

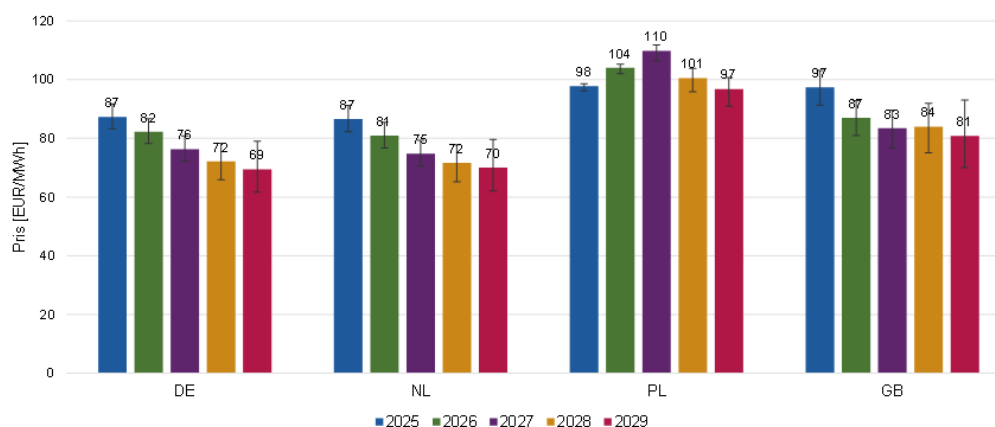
Tabell 19. Pris på bränsle och utsläppsrätter samt uppskattad rörlig produktionskostnad (SRMC) för gaskombi och kolkondens.

Källa: Montel forwardpriser 2024-10-31 för åren 2025–2029.

Not: Svenska kraftnät har antagit en effektivitet (HHV) på 42 procent för kolkondens samt 53 procent för gaskombi. Bränsleoberoende rörlig kostnad har antagits uppgå till 4 respektive 2,5 EUR/MWh.

3.5 Elpriser på kontinenten och Storbritannien

Den geografiska uppsättningen i modellverktyget EMPS/Samnett innefattar endast de nordiska samt de baltiska länderna. Därför antas en viss prisnivå och prisstruktur för de exogena elområdena som bedriver handel med de nordiska länderna för att handel ska kunna representeras på ett godtagbart sätt. Med exogena länder avses Tyskland, Storbritannien, Polen samt Nederländerna. Detta genomförs genom att använda timvisa prisprofiler baserade på 35 väderår för respektive exogent land från simuleringar i elmarknadsmodellen BID3 och justera prisnivån så att det motsvarar det rådande forwardpriset för el i respektive exogent elområde. Priserna i Tyskland, Nederländerna samt Storbritannien följer relativt väl utvecklingen av den rörliga produktionskostnaden för en modern gaskombi, se Tabell 19 ovan. För Polen, vars elproduktion domineras av koleldade kraftverk, är forwardpriserna för el mer korrelerade till utvecklingen av den rörliga produktionskostnaden för kolkondens.



Figur 3. Årsmedelpris för Tyskland (DE), Nederländerna (NL), Polen (PL) och Storbritannien (GB), EUR/MWh. Klammrarna visar spannet mellan de väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris.

Källa: Montel, forwardpriser 2024-10-31.

Not: Då data för forwardpriserna för Polen och Storbritannien endast har sträckt sig till 2028 har forwardpriserna i dessa länder justerats utifrån den procentuella förändringen enligt de tyska forwardpriserna för år 2029.

3.6 Överföringskapacitet

I denna kortsiktiga marknadsanalys används flödesbaserad kapacitetsberäkning vilket innebär att det är missvisande att ange kapaciteter enligt nettoöverföringskapacitet (NTC) mellan elområden. Dock är NTC kapacitet indikativ för vilka överföringsmöjligheter som finns mellan elområden, se Figur 1.

I den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden används nätmodeller som beskriver kraftsystemet för varje simuleringssår. I studien antas ändringar i nätkapacitet från början av året och för hela analysåret. I Tabell 20 anges projekt som kan påverka överföringskapacitet till de svenska elprisområdena samt Norden, där indikativa förändringar utifrån NTC kapaciteter redovisas. En mer uttömmande förteckning över Svenska kraftnäts planerade investeringar för de kommande tio åren presenteras i Svenska kraftnäts Nätutvecklingsplan 2024–2033¹⁹. I juni 2024 avlog regeringen Svenska kraftnäts ansökan av koncession för projekt Hansa PowerBridge, den planerade ledningen mellan SE4 och Tyskland. Projektet är således inte medtaget i den nuvarande kortsiktiga marknadsanalysen till skillnad mot KMA 2023.

Projekt	Snitt	Förändring [MW]	Total [MW]	Driftstart
Aurora line (Messauere – Keminmaa)	SE1→FI	+800	2 000	2026
	FI→SE1	+900	2 000	2026
Steg 2 Jylland-Tyskland	DK1↔DE	+1 000	3 500	2026
Förstärkning i Snitt 2	SE2↔SE3	+800	8 100	2028

Tabell 20. Förändringar av överföringskapacitet till de svenska elprisområdena samt Norden.

Källa: Svenska kraftnät

¹⁹ Svenska kraftnät 2023, Nätutvecklingsplan 2024–2033.

3.7 Planeringsnät för Norden och övervakade nätelement för Sverige och Norge

I denna kortsiktiga marknadsanalys har vi använt planeringsnätet för Norden samt de övervakade nätelementen för Sverige och Norge.²⁰ Varje analysår i denna analys har kombinerats med planeringsnätet för föregående år eftersom många nätförstärkande åtgärder tas i drift under andra halvan av året. Planeringsnäten inkluderar samtliga åtgärder som tas i drift under respektive år. I KMA 2023 kombinerades däremot varje analysår med planeringsnätet för samma år, vilket innebar att delar av året simulerades med ett nät med högre kapacitet än förväntat.

²⁰ Planeringsnät avser en nätmodell i ett framtida stadium.

4 Resultat och analys

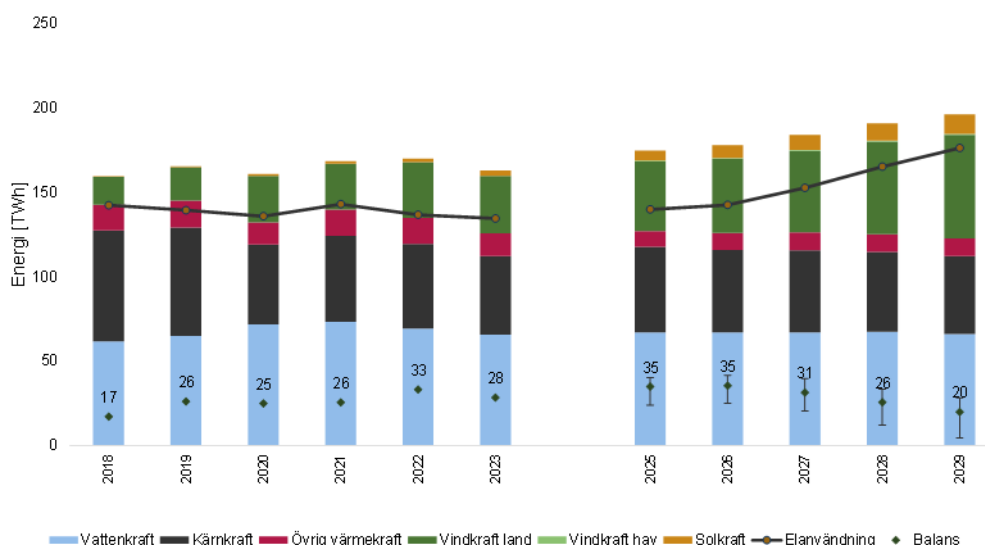
I detta kapitel presenteras resultat och analyser i form av energibalans, elpriser, handel, produktionskapacitet, rotationsenergi och behovet av stödtjänster samt begränsningar för åren 2025–2029.

4.1 Elenergibalans

Årlig elenergibalans är skillnaden mellan elproduktion och elanvändning under ett år. Det innebär att om den årliga energibalansen är positiv, så produceras tillräckligt med el under året för att möta respektive lands elanvändning varvid nettoexport sker. Även om den årliga energibalansen är positiv så uppstår tillfällen under ett år då produktionen inom ett land är lägre än elanvändningen.

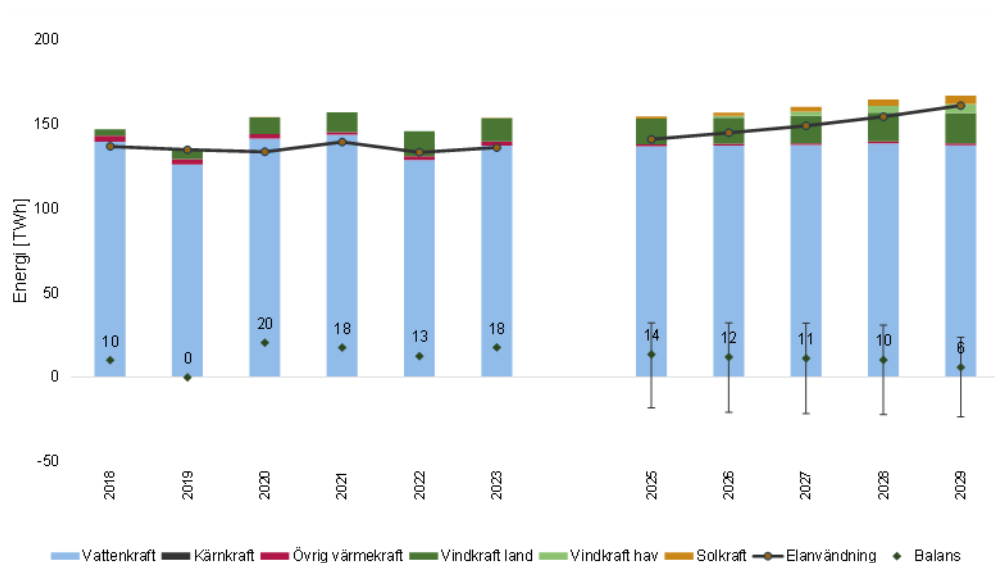
I Figur 4–Figur 8 visas energibalansen för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och elanvändning under analysåren. Även utfallet (ej normalårskorrigerat) för åren 2018–2023 presenteras. De svarta klamrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. I figurerna redovisas även siffror för medelvärdet för energibalansen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med ungefär 20 TWh beroende på väderår.

Sveriges energibalans är i medeltal positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör. Energiöverskottet i medel minskar från 35 TWh år 2025 till 20 TWh år 2029. Det beror på att produktionen inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan. Att energibalansen ligger på ungefär samma nivå år 2028 som i KMA 2023, trots minskad elanvändning, beror primärt på att utbyggnadstakten för den landbaserade vindkraften har reviderats nedåt.



Figur 4. Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Sverige, 2025–2029. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".
Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2023, Energiföretagen. För prognosåren resultat från simuleringar i Samnett.

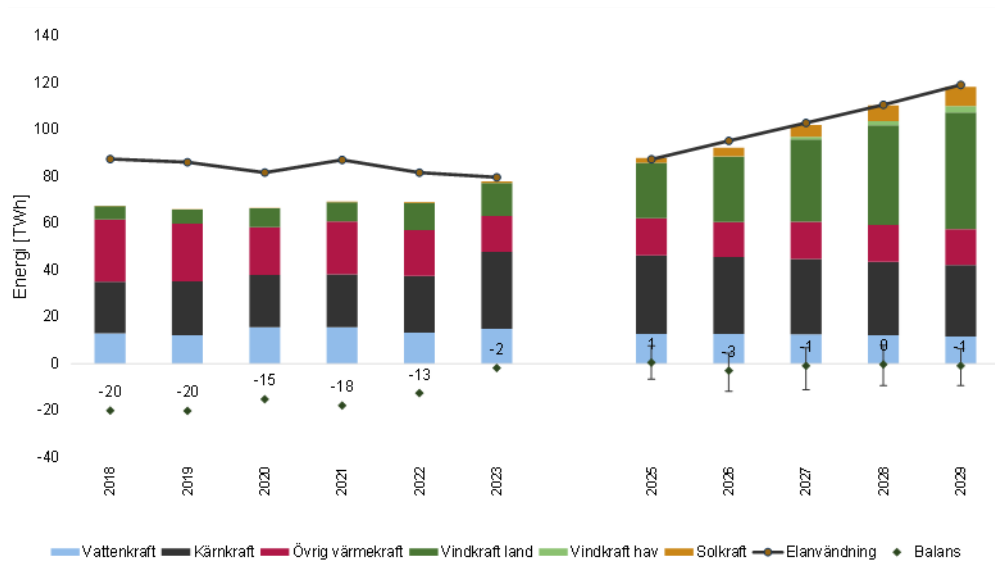
Även Norges energibalans minskar på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. En bidragande orsak till detta är att utbyggnaden av landbaserad vindkraft inte förväntas öka i någon större grad. Under vissa väderår är energibalansen negativ för hela analysperioden i Norge. Räknat som genomsnittet av alla väderår minskar energioverskottet från cirka 14 till 6 TWh.



Figur 5. Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Norge, 2025–2029. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammrarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".

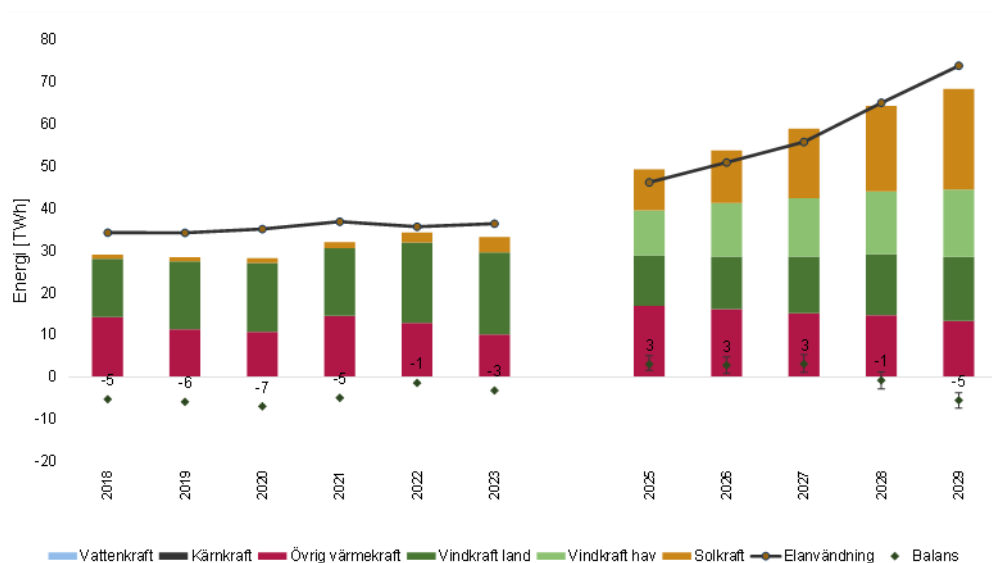
Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2023, Statistisk sentralbyrå. För prognosåren resultat från simuleringar i Samnett.

Från att tidigare haft en negativ elbalans innebar idrifttagande av Olkiluoto 3 i Finland under 2023 att elbalansen förstärktes och låg omkring noll. Under analysperioden har Finland ett svagt överskott under 2025. För de övriga åren är elbalansen svagt negativ. För vissa väderår uppstår dock även ett energiunderskott under 2025 som har en genomsnittlig positiv elbalans. Sammantaget kan det sägas att tillkommande elproduktion, primärt landbaserad vind, byggs ut i ungefär samma takt som elanvändningen.



Figur 6. Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Finland, 2025–2029. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammrarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land". Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2023, Statistikcentralen. För prognosåren resultat från simuleringar i Samnett.

Danmark har historiskt sett haft ett energiunderskott. Under analysperioden förväntas detta bytas ut till ett energiöverskott under de första åren för att från 2028 i ökande grad övergå till en negativ elbalans. Det är primärt solkraft men även land- och havsbaserad vind som expanderar.



Figur 7. Figur 1 Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Danmark, 2025–2029. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammrarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".

Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2023, Energistyrelsen. För prognosåren resultat från simuleringar i Samnett.

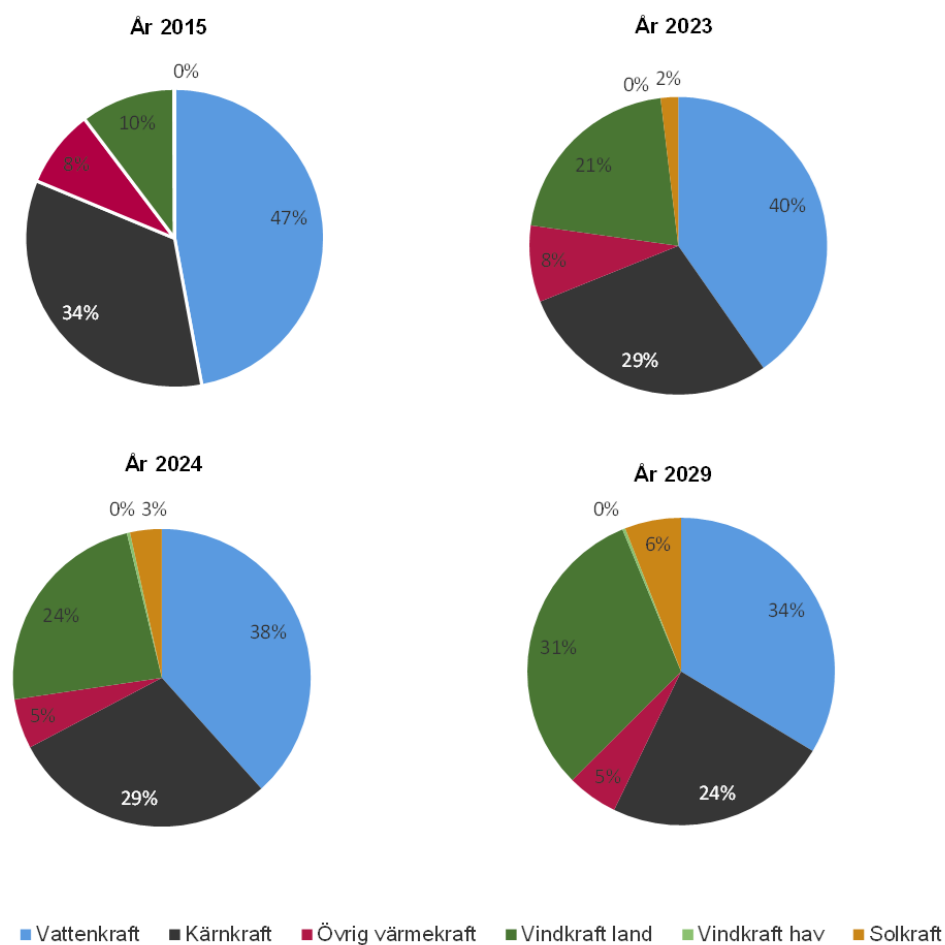
Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar kraftigt, från 52 till 16 TWh mellan 2025–2029. Den ökade elanvändningen för Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av solkraft och havsbaserad vindkraft som ökar under analysperioden. Andelen land- och havsbaserad vind och sol av den totala årliga elproduktionen ökar från 26 procent till 40 procent på nordisk nivå under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2023 är både elanvändningen och elproduktionen lägre. Sammantaget innebär detta att energibalansen är marginellt starkare.



Figur 8. Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Norden, 2025–2029. Siffrorna visar medelvärdet för nettobalansen och klammrarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".
Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2023, Energiföretagen, Statistisk centralbyrå, Statistikcentralen och Energistyrelsen. För prognosåren resultat från simuleringar i Samnett.

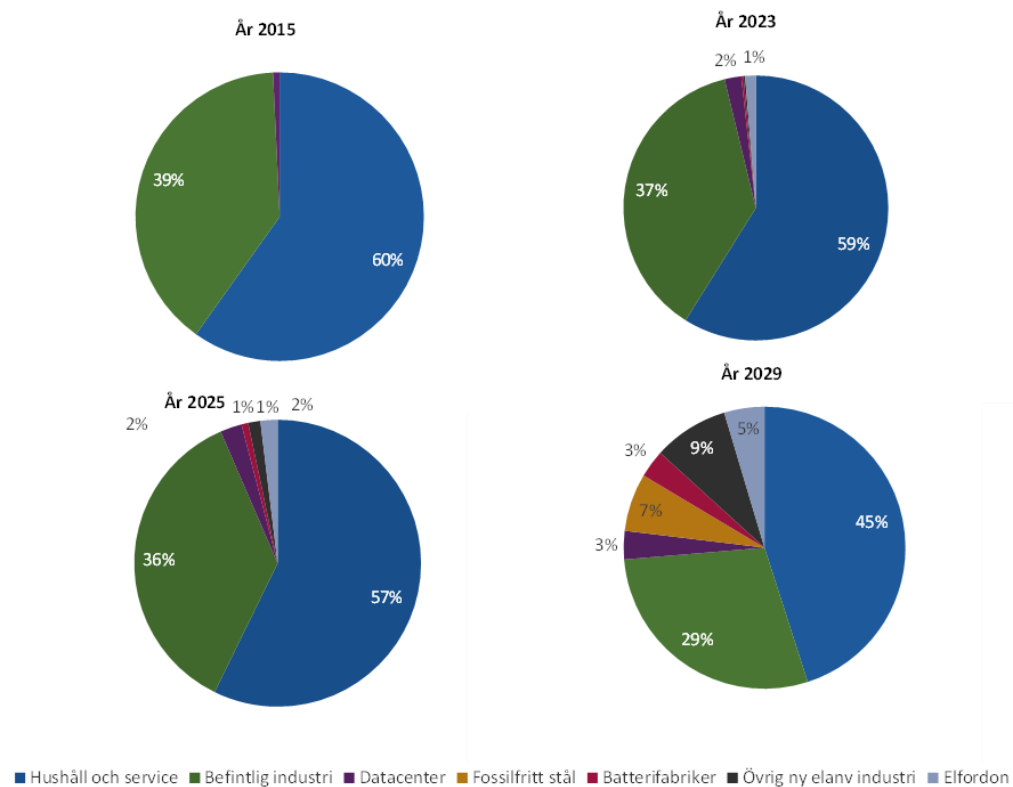
4.1.1 Tillgång och efterfrågan på el i Sverige

I Figur 9 visas andelen elproduktion per kraftslag i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2023 och simulerade resultat för år 2025 och 2029. Den historiska trenden med lägre andel planerbar elproduktion, som minskat från 90 till nästan 80 procent mellan 2015 till 2023 fortsätter. Andelen vatten-, kärnkraft- och övrig värmekraft motsvarar drygt 60 procent år 2029.



Figur 9. Historisk och simulerad andel av producerad energi per kraftslag för år 2015 och 2023 respektive 2025 och 2029 i Sverige. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".
Källa: Statistik för elproduktion för historiska år, Energiföretagen, övrig data Svenska kraftnät.

I Figur 10 visas andelen elanvändning per sektor i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2023 och simulerade resultat för år 2025 och 2029. I avsnitt 3.2 samt 3.3 beskrivs antagande om elanvändning och efterfrågefleksibilitet för 2025–2029. Den pågående omställningen visas tydligt i Figur 10 och inom de kommande fem åren sker ytterligare förändringar med omfördelning och nya sektorer.

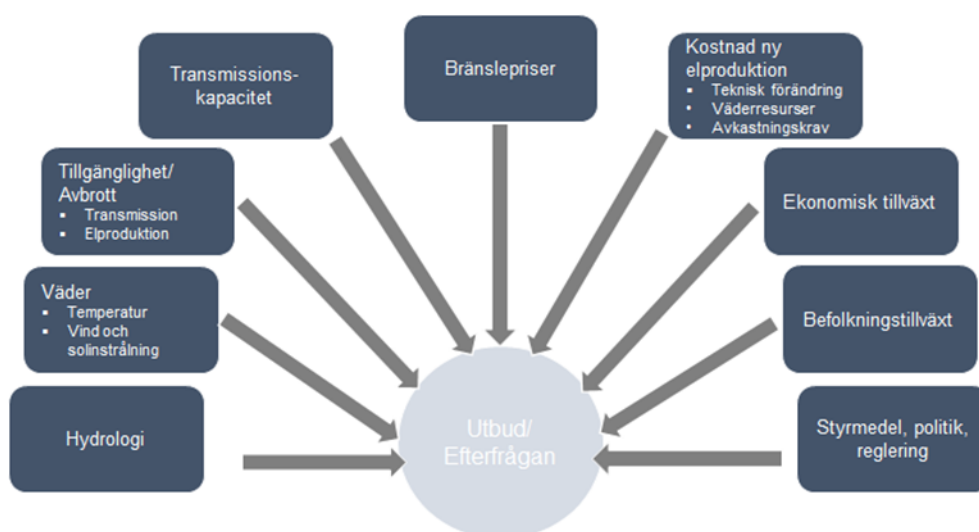


Figur 10. Historisk och simulerad elanvändning för år 2015 och 2023 respektive 2025 och 2029 i Sverige.

Källa: Statistik för elanvändning för historiska år, Energimyndigheten och för simulerade år Svenska kraftnät.

4.2 Elpriser

I Figur 11 redovisas de fundamentala drivkrafterna för elpriserna via påverkan på utbud och efterfrågan. På kort till medellång sikt påverkas utbuds- och efterfrågesituationen primärt av hydrologi, väder, tillgänglighet och avbrott samt bränslepriser. De drivkrafter som redovisas i den högra delen av Figur 11 är generellt av mer långsiktig karaktär.

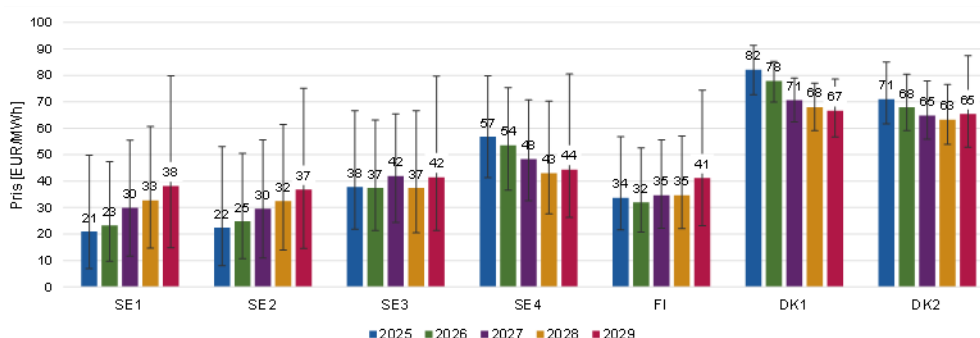


Figur 11. Drivkrafter för elpriserna via påverkan på utbud och efterfrågan.
Källa: Svenska kraftnät.

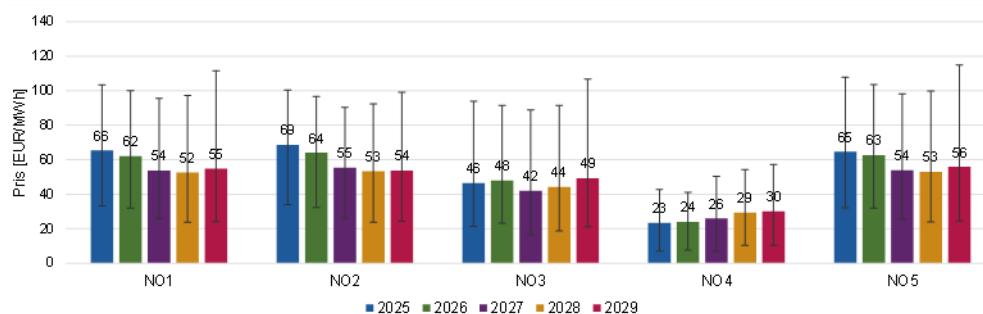
4.2.1.1 Årsmedelpris

I det här avsnittets redovisas det genomsnittliga årspriset för alla väderår för de nordiska elområdena och de länder som är direkt kopplade till det nordiska elsystemet. Enskilda timmar till exempel, när risk för effektbrist föreligger förväntas elpriserna vara betydligt högre.

I Figur 12-Figur 14 visas simulerat årsmedelpris för åren 2025–2029 för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Klammarna visar utfallsrummet för de 35 simulerade väderåren. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort mellan de olika väderåren. Det gäller framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften varierar kraftigt från år till år.



Figur 12. Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland och Danmark.
Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.



Figur 13. Årsmedelpris i de norska elområden.

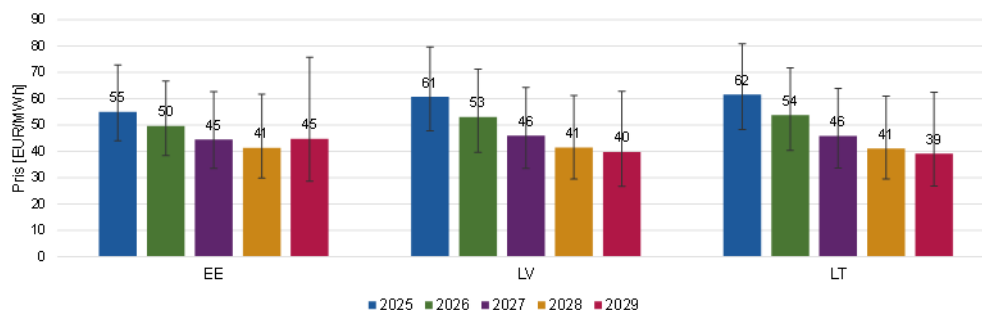
Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

I de norra delarna av Sverige samt Finland sker det en ökning av årsmedelpriserna under analysperioden vilket bland annat drivs av en försvagad elbalans i SE1 vilket i sin tur beror på en ökad elanvändning. I södra Sverige och Norge minskar årsmedelpriserna fram till 2028 vilket primärt drivs av fallande elpriser på kontinenten. Därefter sker det en viss ökning av elpriserna vilket kan förklaras av en försvagad kraftbalans i Sverige och i Norden som helhet vilket bland annat är drivet av en ökad elanvändning i norr. För Elområde 4 stärks elbalansen över tid även om den är negativ över analysperioden. Detta är också en bidragande orsak till de fallande priserna fram till 2028 i området. Skälet till den starkare elbalansen är att ökningen av elanvändningen är relativt måttlig samtidigt som vind och sol ökar.

De danska priserna, speciellt DK1, är i hög grad kopplade till prisutvecklingen i Tyskland. Priserna är generellt högre i länderna på kontinenten jämfört med priset i Norden. Den långsiktiga trenden är dock att skillnaderna i årliga genomsnittspriser mellan Norden och Tyskland minskar över tid.

Årsmedelpriserna är i de flesta fall lägre för Sveriges elområden i jämförelse med motsvarande resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2023. Det beror framförallt på att de kontinentala elpriserna generellt sett

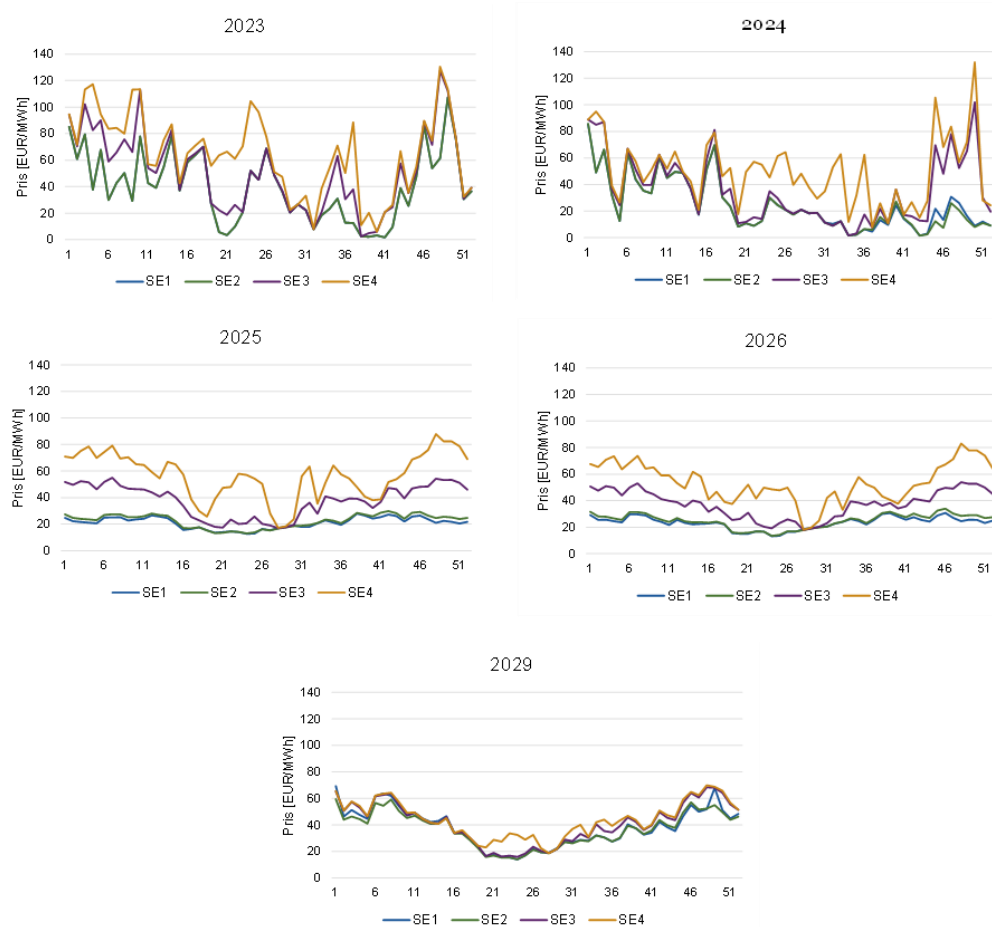
är något lägre samt att elbalansen är marginellt starkare vilket i sin tur beror på att elanvändningen ökar i lägre omfattning.



Figur 14. Årsmedelpris i Estland (EE), Lettland (LV) och Litauen (LT).
Källa: Svenska kraftnät.

4.2.2 Elpriser i Sverige

I Figur 15 redovisas medelpriset per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4, både för historiskt utfall för åren 2023–2024 samt resultat från modellsimuleringar för analysåren 2025, 2026 och 2029. Elpriserna sjönk under 2024 jämfört med 2023 vilket drevs av en starkare hydrologisk balans och en ökad vindkraftsproduktion i Norden och på kontinenten.



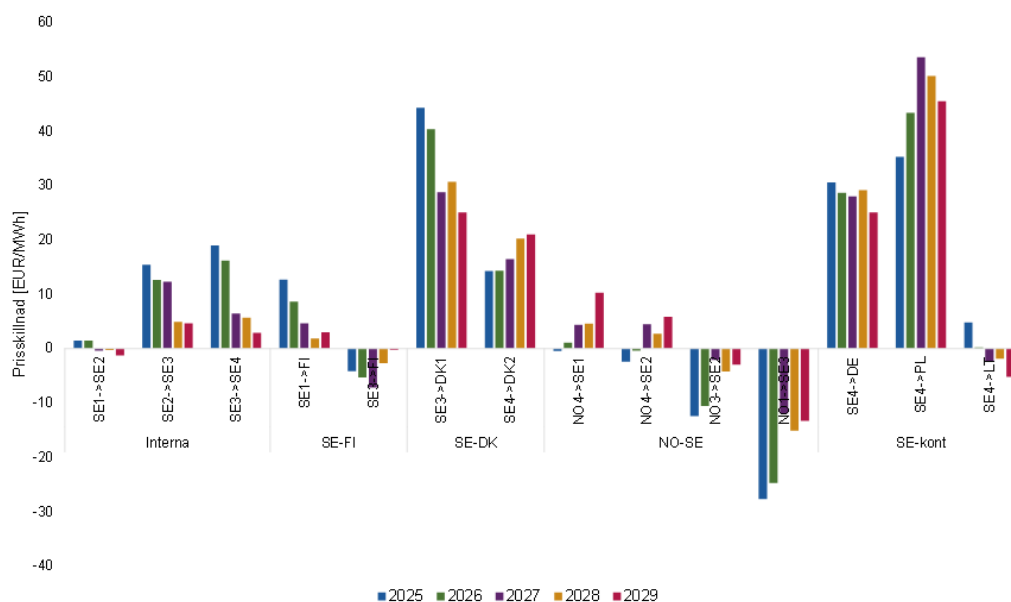
Figur 15. Medelpris per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4. Historiska data för 2023 samt 2024 samt simulerat elpris för åren 2025, 2026 samt 2029. Källa: Nord Pool samt Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

4.2.3 Prisskillnader mellan elområden

När överföringsbehovet på marknaden överskrider kapaciteten på något övervakat nätelement kommer prisskillnader att uppstå i de olika elområdena i systemet. Prisskillnaderna bestäms av marginalkostnaden hos producenter/förbrukare samt hur förändrad produktion/förbrukning i respektive område påverkar de begränsande nätelementen. Skillnader i pris visar att det finns begränsningar i nätet, vilket indikerar ett behov av att förstärka transmissionsnätet eller att ny produktion bör tillkomma i områden med höga priser.

I Figur 16 presenteras medelvärdet för prisskillnader mellan Sveriges elområden samt mellan svenska elområden och elområden i angränsande handelsländer. Inom Sverige är det primärt mellan elområde SE2 och SE3 samt mellan elområde SE3 och SE4 där prisskillnader förekommer. Som kan utläsas i Figur 16 kommer prisskillnaden, att vara fortsatt hög under

analysperioden. Prisskillnaderna mellan SE2 och SE3 respektive SE3 och SE4 minskar dock mot slutet av analysperioden. Minskningen förklaras av ökad överföringskapacitet mellan SE2 och SE3 men också av de ökade elpriserna som följd av ökad efterfrågan i norra Sverige.



Figur 16. Prisskillnad (årsmedel) för svenska snitt och utlandsförbindelser. Höjden på staplarna visar den genomsnittliga absoluta prisskillnaden, det vill säga prisskillnader åt båda hållen kan öka medelvärdet. Positivt värde betyder att priset i genomsnitt är högre i det elområde som står sist.

Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

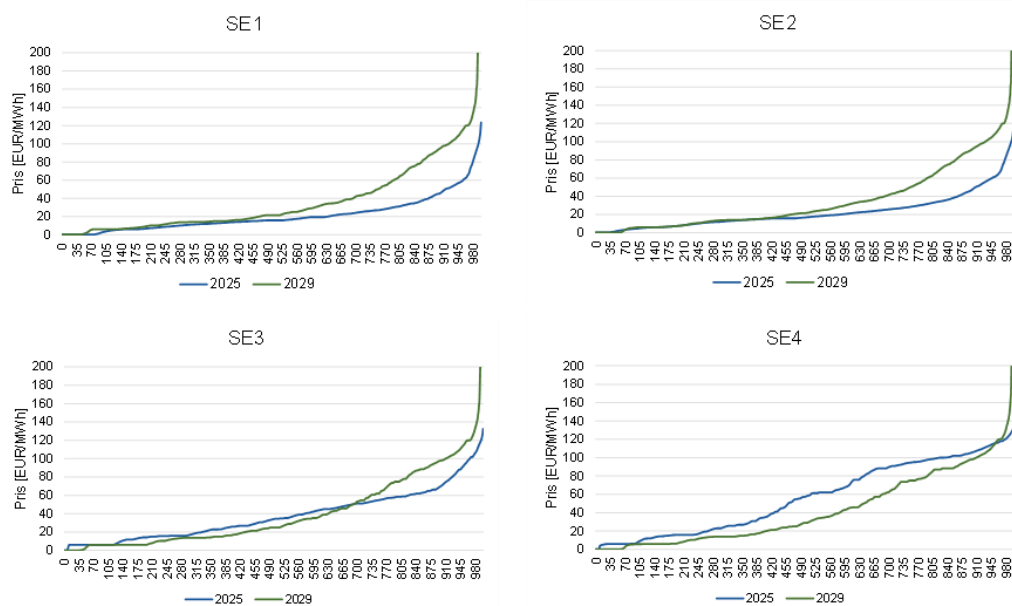
Prisskillnaden mellan SE1 och Finland är på en relativt hög nivå under 2025. Därefter minskar prisskillnaden vilket förklaras av att en tredje AC-förbindelse (Aurora Line) förväntas tas i drift i slutet av 2025 samtidigt som efterfrågan på el ökar i SE1. Prisskillnaden mellan SE3 och Finland ökar fram till 2027 för att därefter sjunka och understiga den nivån som rådde år 2025. Prisskillnaden mellan SE4 och Tyskland är som högst år 2025 och minskar därefter. Att prisskillnaden mellan SE4 och Tyskland är lägre år 2029 är en konsekvens av Nordens försvagade elbalans och att kontinentala priser blir prissättande under allt fler timmar.

Prisskillnaden mellan norra Norge (NO4) och SE1 är positiv över hela perioden förutom för år 2025, vilket innebär att priset är högre i SE1 än i norra Norge. Prisskillnaden mellan NO4 och SE2 är också positiv förutom under åren 2025 och 2026. Elpriset i de södra norska elområdena påverkas av den handel som sker på förbindelserna mot Tyskland och Storbritannien. Prisskillnaderna mellan SE4 och Polen är på en relativt hög nivå under analysåren. Det kan förklaras av elpriset i Polen i relativt hög

utsträckning påverkas av kostnaden att producera el från kolkraft vilken inte sjunker över analysperioden.

4.2.4 Prisvariationer

I Figur 17 visas varaktighetsdiagram för elpriser år 2025 och 2029 och i Tabell 21 andel av tid i procent med pris under 1 EUR/MWh per analysår för de svenska elområdena. Det bör påpekas att elmarknadsmodellen endast kan simulera priser som är noll eller större och därmed inte kan fånga de negativa elpriser som uppträder i verkligheten. Att andel tid med priser under 1 EUR/MWh minskar i SE1 under analysperioden beror på en ökad elanvändning vilket ökar den allmänna prisnivån. För SE2 ökar andelen tid med mycket låga priser över tid. Detta kan förklaras av ökande vindkraftsproduktion vilket delvis motverkas av flödena från SE2 till SE1 vilket innebär högre årsmedelpriser i SE2. Att andelen tid med priser under 1 EUR/MWh ökar i de södra elområdena beror på att andel intermittent elproduktion ökar.



Figur 17. Varaktighetsdiagram för elpriser (EUR/MWh) för elområden i Sverige år 2025 och 2029. Y-axeln är trunckerad till 200 EUR/MWh.

Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

År	SE1	SE2	SE3	SE4
2025	8	4	1	1
2026	7	4	1	2
2027	4	7	2	3
2028	4	5	3	4
2029	5	6	5	7

Tabell 21. Andel av tid i procent med pris under 1 EUR/MWh per analysår för de svenska elområdena.

Källa: Simuleringar i Samnett.

Andelen tid med priser över 100 EUR/MWh ökar över tid i elområde SE1, SE2 samt SE3 vilket är ett resultat av en svagare kraftbalans. För elområde SE4 minskar andel tid med priser över 100 EUR/MWh fram till 2028 för att sedan öka sista analysåret. Detta beror på att det sker en relativ förstärkning av elbalansen i SE4 samt en ökad prisvolatilitet på kontinenten över tid som får genomslag i SE4 sista analysåret.

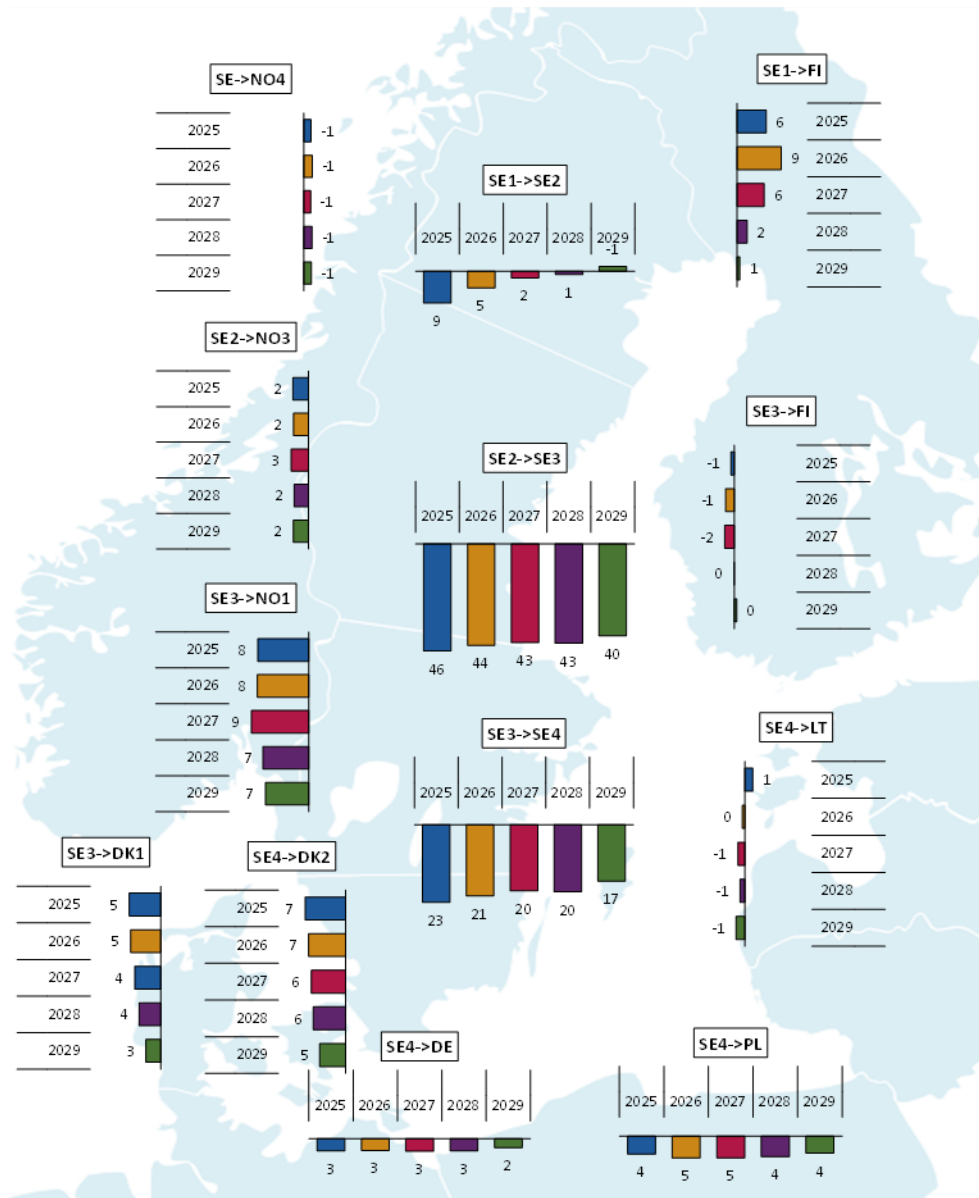
År	SE1	SE2	SE3	SE4
2025	1	1	3	18
2026	1	1	2	12
2027	1	2	4	6
2028	3	3	4	5
2029	8	7	9	9

Tabell 22. Andel av tid i procent med pris över 100 EUR/MWh per analysår för de svenska elområdena.

Källa: Simuleringar i Samnett.

4.3 Handelsflöden

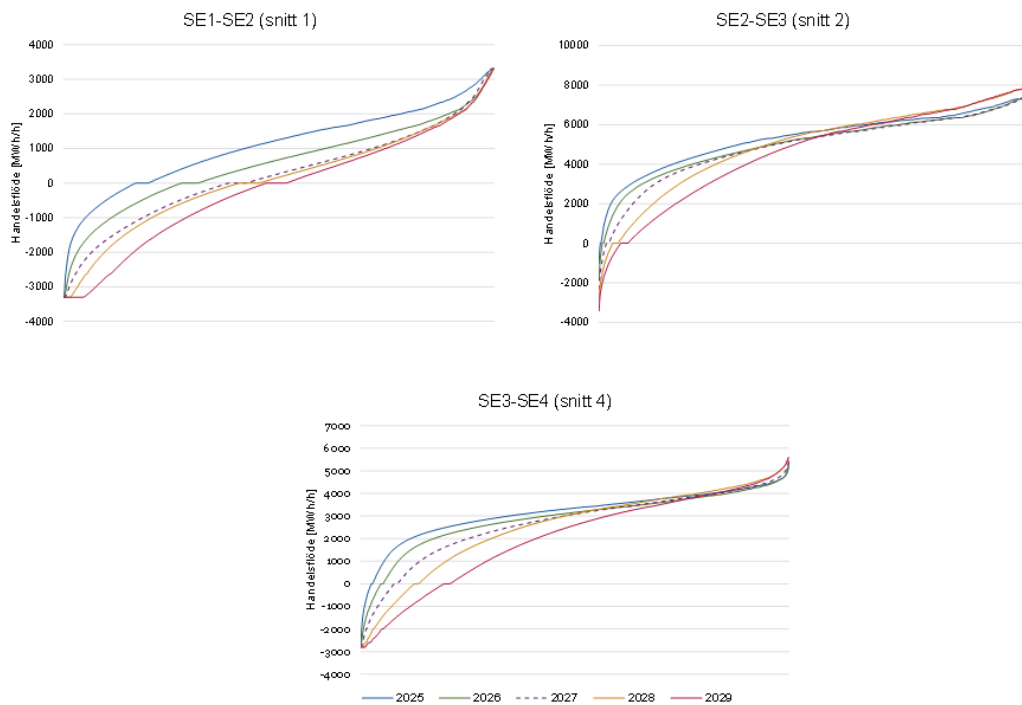
I Figur 18 redovisas de årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. Den ökade elanvändningen i framförallt norra Sverige får genomslag i handelsflödet och minskar det södergående flödet i Sverige med den största relativa påverkan mellan SE1 och SE2.



Figur 18. Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

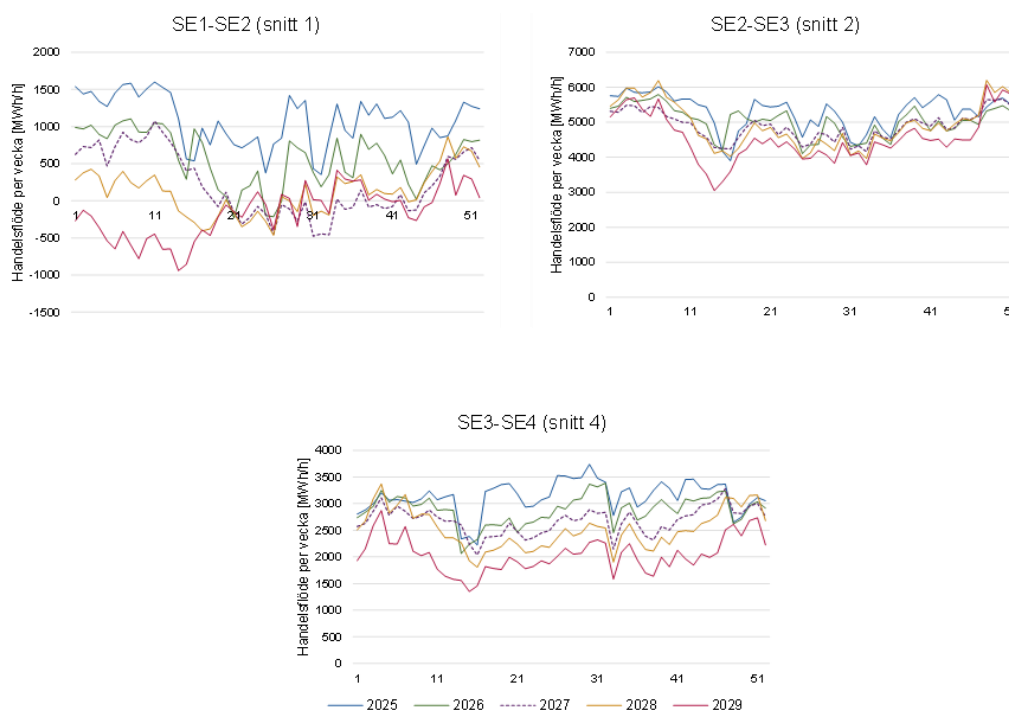
4.3.1 Handelsflöden i Sverige

I Figur 19 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram för de interna svenska snitten, det vill säga alla simulerade timmar för alla väderår och analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området, vilket alltså innebär södergående flöden.



Figur 19. Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

I Figur 20 visas handelsflöden per vecka för de interna svenska snitten för 2025–2029.



Figur 20. Medelflöden per vecka för de svenska snitten.

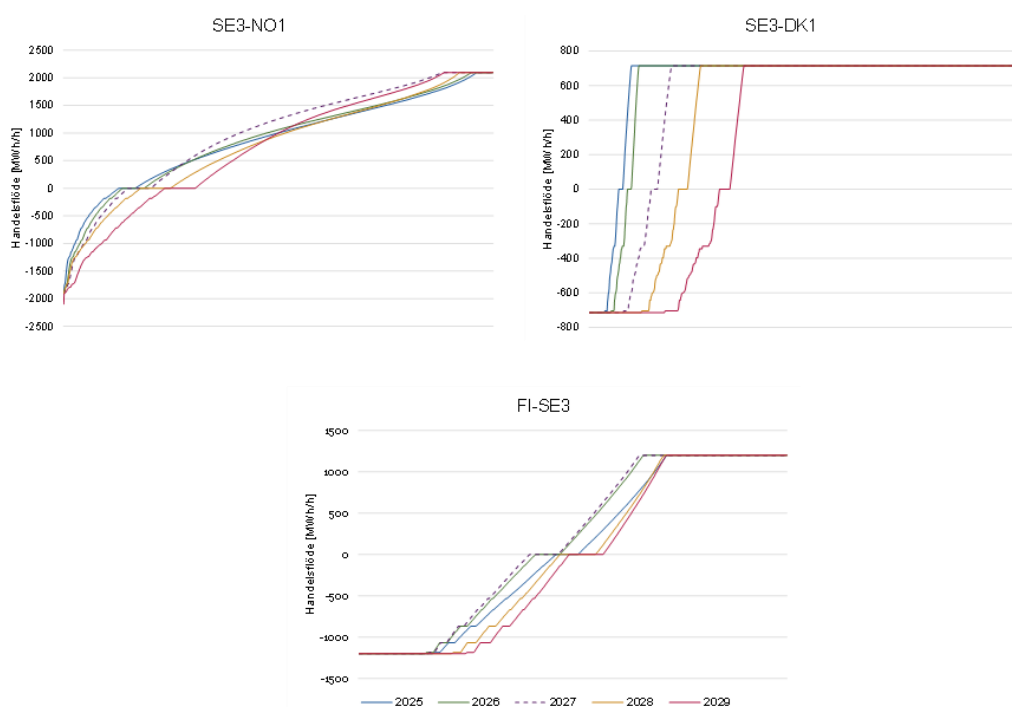
Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

Det södergående flödet genom Sverige i Figur 18 visar en avtagande trend för alla svenska snitten. I Figur 19 visas också att andelen tid med södergående flöden minskar samtidigt som andelen tid med norrgående flöden i Sverige ökar. Över snitt 1 ökar andelen tid med norrgående flöden med 30 procentenheter under analysperioden och utgör flödesriktningen 47 procent av tiden 2029. Även om nettoflödena söderut minskar på årsbasis ökar maxflödena över tid vilket kan ses i Figur 19. Detta gäller speciellt för snitt 2 från och med 2028 då det sker en kapacitetshöjning i snittet. De förändrade flödesmönstren uppkommer också i medelflöden per vecka där norrgående flöden (från SE2 till SE1) visas under perioden 2025 till 2029 i Figur 20. Från och med år 2026 uppstår norrgående flöden vilket förstärks under analysperioden. Under 2028 uppvisas norrgående flöden primärt under april till augusti. Detta mönster förstärks under 2029 då de norrgående flödena pågår från januari till juni samt oktober till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elbalansen i SE1 försvagas vilket primärt beror på att elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Figur 20 visar att det typiska säsongsmönstret med störst överföring av el under vinterhalvåret över snitt 1 i olika grad gäller för 2025–2028. Detta mönster blir mindre uttalat för 2029. Den ökande elanvändningen i SE1 innebär ett importbehov även under delar av sommaren. För snitt 2 förstärks säsongsmönstret över tid med en relativt störst överföring av el under vinterhalvåret. Ovanstående säsongsmönster för överföringen från SE3 till SE4 (snitt 4) är inte lika uttalat utan är relativt jämnt över året. Över tid sker det också en minskning i nivån av handelsflödet.

4.3.2 Öst-västliga flöden

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, visas som varaktighetsdiagram i Figur 21.



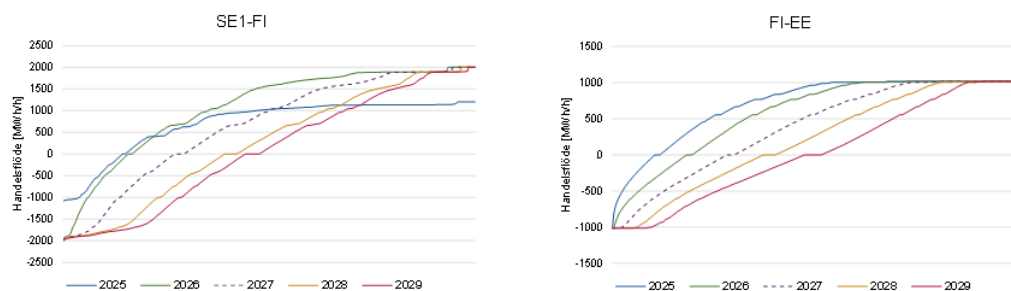
Figur 21. Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

Av Figur 21 framgår att andelen av tiden med import respektive export från Finland till SE3 varierar under analysperioden. Andelen av tid med import från Finland till SE3 är i slutet av perioden lägre än i början och årsnettoflödet blir marginellt positivt år 2029 (Figur 18). Andelen av tid med export till Norge från SE3 minskar över hela analysperioden och

årsnettoflödet minskar från nästan 8 TWh år 2025 till närmare 7 TWh år 2029. Andelen tid med export från SE3 till Danmark minskar över perioden 2025–2029 och är på en betydligt lägre nivå år 2029 jämfört med år 2025.

4.3.3 Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden

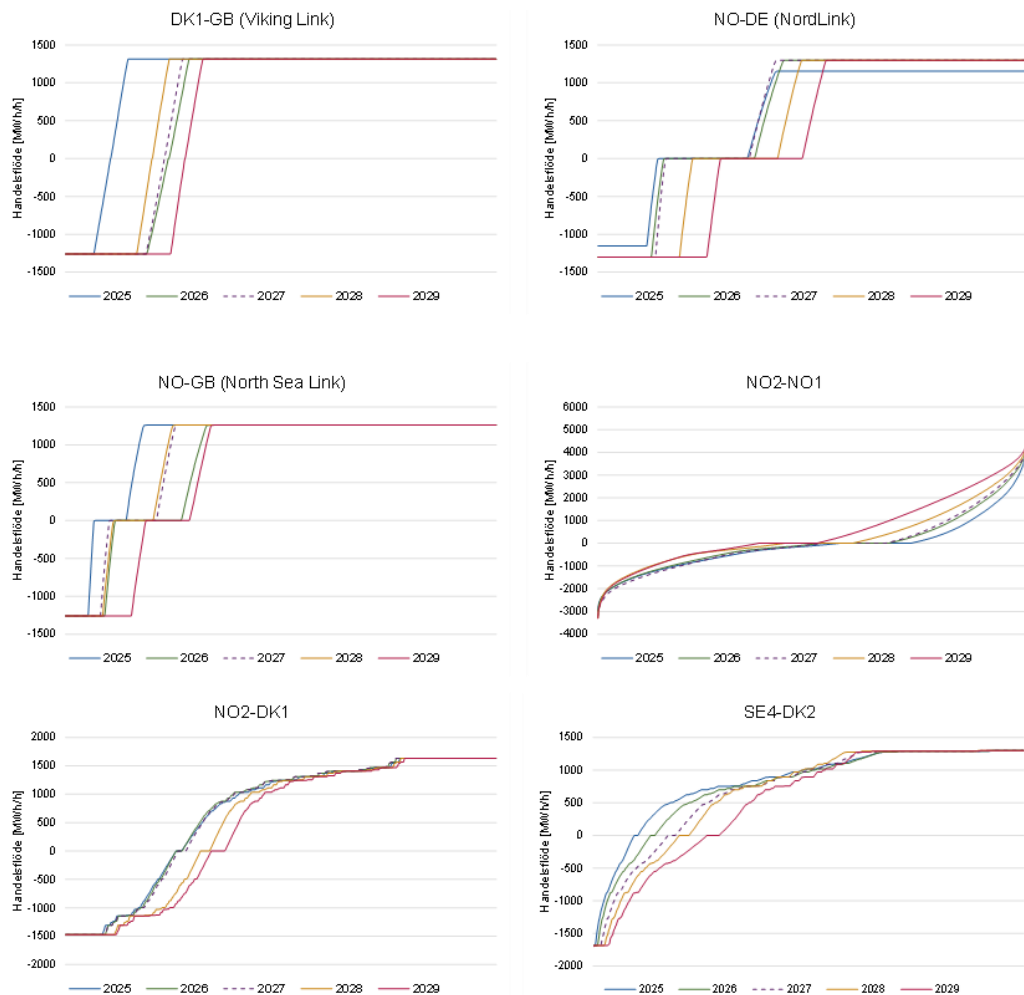
Handelsflödet mellan SE1 och Finland utgörs i början av perioden till stor del av export från Sverige till Finland, 85 procent av tiden. År 2026 ökar överföringskapaciteten från 1 200 MW mellan SE1 och Finland respektive 1 100 MW mellan Finland och SE1 till 2 000 MW till och från SE1 till Finland. Detta till följd av den nya ledningen Aurora Line som tas i drift i slutet av 2025. Över tid minskar andelen tid med export från SE1 till Finland från drygt 80 procent år 2026 till drygt 50 procent år 2029. Från och med 2027 sker det en markant omfördelning vilket kan förklaras av den ökade elanvändningen i SE1. Över tid minskar andelen tid med export från Finland till Estland från närmare 90 procent av tiden år 2025 till nästan 50 procent av tiden år 2029.



Figur 22. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige respektive Finland och Estland. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

I Figur 23 visas handelsflödet på förbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt.



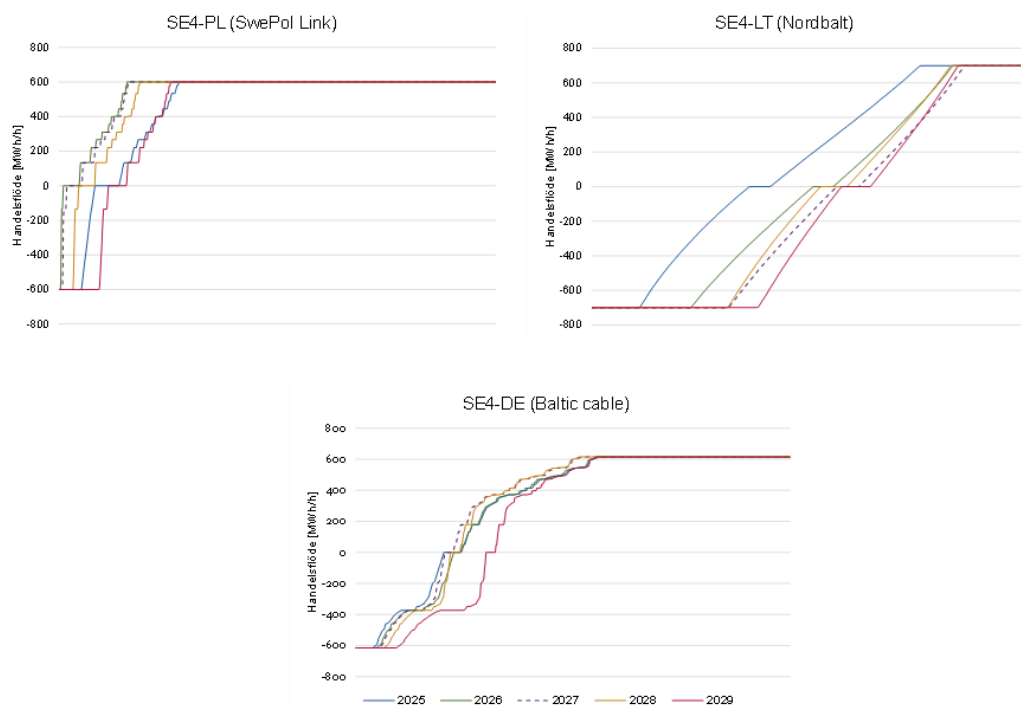
Figur 23. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

Förbindelsen Viking Link är i drift från 2024 och nyttjas till större andel av tiden som export från Danmark till Storbritannien, dock ökar andelen tid med import från Storbritannien från drygt 10 till nästan 30 procent under analysperioden. Förbindelserna från Norge till Tyskland och Storbritannien via NordLink respektive North Sea Link har samma mönster som Viking Link där importen från Tyskland och Storbritannien ökar till nästan 30 respektive 20 procent. Det beror på att prisskillnader förändras

mellan Danmark och Storbritannien respektive Norge och Tyskland samt Norge och Storbritannien. Andelen tid med export från SE4 till DK2 minskar relativt mycket under analysperioden.

4.3.4 Svenska handelsflöden över Östersjön

Flödet för Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 24. Sverige fortsätter att vara nettoexportör till Polen och Tyskland även om den minskar något över analysperioden. Exporten från Sverige till Litauen förändras från nettoexport under 2025 till nettoimport under perioden 2026–2029. Sammantaget minskar nettoexporten till dessa länder över analysperioden. Att andelen tid med import ökar till Sverige är en konsekvens av utvecklingen av produktionskapaciteten och dess kortsiktiga marginalkostnader i respektive land/elområde. De årsvisa nettoflödena är lägre i slutet av analysperioden förklarar av det ökade elbehovet i primärt norra Sverige som påverkar det södergående flödet, se Figur 18.



Figur 24. Varaktighet på handelsförbindelserna i Östersjön: SwePol Link, NordBalt och Baltic Cable. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

4.4 Flaskhalsar och 70 procent

4.4.1 Begränsande nätelement

I simuleringarna används en representativ nätmodell för Norden. Det bör noteras att nätmodellen beskriver ett intakt nät med en konstant topologi. I verkligheten anpassas topologin till driftläget från olika flöden och avbrott. Resultaten är därför inte en prognos för hur priser och flöden kommer att variera på timnivå, utan påvisar övergripande trender. Resultaten representerar begränsande nätelement givet ett intakt nät och att inga anpassningar och avhjälpande åtgärder vidtas. I driftskedet kan nätet anpassas för att tillgängliggöra mer kapacitet för handel och i dessa fall underskattas handelsutrymmet i simuleringarna. I andra perioder där exempelvis underhåll genomförs kommer handelsutrymmet att överskattas. I Figur 24 sammanfattas hur ofta olika nätelement är begränsande i simuleringarna. De bakomliggande nätelement presenteras inte explicit av säkerhetsskäl. Endast de begränsande nätelement som förekommer mer än 5 procent av tiden och begränsningar i växelströmsnätet redovisas, nätelement som är likströmsförbindelser redovisas alltså inte. Värden motsvarar ett genomsnitt av 35 olika simulerade väderår. Med en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod uppvisas att det oftast är enskilda nätelement som blir begränsande för överföringsförmågan från ett område till en annan. Dock förekommer det fortfarande fall där så kallade snittkapaciteter är begränsande. Exempel på situationer när överföringsförmågan fortfarande kan begränsas av ett snitt är när det behövs med hänsyn till rotor-vinkel-stabilitet, spänningsstabilitet eller faktorer som tillgång till reserver för att hantera bortfall av en ledning i ett snitt.

En jämförelse av resultaten mellan 2026 och 2029 visar en generell minskning av antal tillfällen där dessa element är begränsande. En betydande flaskhals inom SE3, **Internt SE3 (1)**, byggs bort som en del av de förstärkningar som planeras inom program NordSyd²¹. Att omfattning av begränsningar minskar, eller försvinner, beror i huvudsak på att planerade nätförstärkningar beaktas i analysåren 2026 och 2029. Det förekommer dock en ökning i begränsningar i **NO4-SE1 (1)** och i **snittet NO1-SE3**. Antal tillfällen som **snitt SE2-SE3** är begränsande förblir oförändrat under perioden.

²¹ [Program NordSyd](#).

Lokalisering av begränsande element	Andel av tiden som en CNEC begränsar (%)		Skuggpris (Euro/MW)	
	2026	2029	2026	2029
SE3-NO1 (1)	44	-	16	-
Internt SE3 (1)	44	-	72	-
Internt NO3 (1)	36	20	26	16
NO4-SE, NO4-NO3*	21	12	2	2
NO4-SE1 (1)	20	26	2	9
Internt NO3 (2)	18	14	15	18
SE1-FI	14	13	2	2
NO1-SE3 Snittbegränsning	11	33	3	10
SE2-SE3 Snittbegränsning	8	8	2	2
NO2-NO1 (1)	8	7	1	1
Internt NO1 (1)	7	-	2	-
SE1-NO4 (1)	6	-	1	-
Internt NO2 (1)	-	7	-	6
Internt NO2 (2)	-	5	-	5

Tabell 23. Andel tid och skuggpris för begränsande nätelement för analysår 2026 och 2029.

Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett.

* Kombination av ledningar som begränsar utflödet från NO4

4.4.2 Tillfällen där mindre än 70 procent av ett nätelements belastningsförmåga kan tilldelas elmarknaden

Elmarknadsförordningens krav på 70 procent sammanlänkningskapacitet började gälla den 1 januari 2020. Det betyder att marknaden ska kunna utnyttja minst 70 procent av alla ledningars överföringskapacitet till handel mellan olika elområden. De europeiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorgan ACER, publicerade 2019 en rekommendation avseende hur 70 procent regeln ska följas upp om en systemoperatör har uppfyllt kravet.²² Denna rekommendation har blivit vägledande och ligger till grund för hur de nationella tillsynsmyndigheterna i dag bedömer efterlevnaden. Förenklat innebär det att om en lednings maximala belastningsförmåga beskrivs som F_{max} , ska den tillgängliga utrymme för handel på ledningen

²² [ACER Recommendation 01-2019](#).

(RAM) motsvara 70 procent av Fmax. Regeln gäller både i normaldrift eller vid beaktande olika felfall. Resterande 30 procent kan tas upp av interna flöden och så kallade "loop-flöden"²³.

I Tabell 23 redovisas ett mått för olika nätelement för analysår 2026 och 2029. Måttet, "**Procent av tiden**", presenterar ett procenttal av tiden där elementets RAM var lägre än 70 procent av sin maximala tillåtna belastningsförmåga. Endast de begränsande nätelement där 70 procent inte kan uppnås i mer än 1 procent av tiden och begränsningar i växelströmsnätet redovisas. Nätelement som är likströmsförbindelser redovisas alltså inte. Det tidigare nämnda måttet hjälper till att beskriva hur tillgänglig kapacitet på olika nätelement förhåller sig till 70 procent i modellsimuleringarna och är särskilt relevant för 70-procentregeln. Den uppfyller dock inte exakt den utvärdering av regeln som togs fram enligt ACER:s metod eftersom beräkningsprogrammet SAMNETT enbart sparar tillgänglig belastningsförmåga (RAM) på ett nätelement för de timmar då det är begränsande. Det kan finnas tillfällen där mindre än 70 procent av maximal belastningsförmåga finns tillgängligt för elmarknaden, men om dessa inte var begränsande sparas inte RAM-värdena.

Generellt är det oftast nätelement mellan NO4-SE1 och NO4-SE2 som är begränsande nätelement. Det beror på att det finns mycket vattenkraft i områdena och eftersom modellen vill optimera marknadsutfallet maximeras produktionen av vattenkraft. Många begränsningar är också spegelbilder av varandra eftersom förbindelserna NO4-SE1, NO4-SE2 och NO3-SE2 kan ses som parallella förbindelser mellan Sverige och Norge. Ett fel på NO4-SE1 belastar NO4-SE2 och tvärtom. Tillfällen där interna Svenska nätelement har mindre än 70 procent av maximal belastningsförmåga minskar också från 2026 till 2029. De interna övervakade nätelementen i SE3 som oftast inte uppfyller 70 procent under 2026 försvinner helt för 2029. Att de minskar kan bero på att nätförstärkningar genomförs under åren men också att flöden förändras så att belastningen minskar. De interna svenska nätelement som kvarstår år 2029 har i vissa fall en genomsnittlig RAM högre än 70 procent samtidigt som andel av tiden under 70 procent är relativt låg.

²³ Flöden som uppstår mellan elområden som inte är ett resultat av handel mellan områden.

Lokalisering av begränsande element	Procent av tiden där RAM <70% av Fmax		Kommentar
	2026	2029	
Internt SE3 (1)	51	-	
SE3-NO1 (1)	28	-	
SE3-NO1(2)	17	-	
Internt SE2 (1)	11	2	Kombination av import/export genom SE2 och produktion inom SE2. Kan finnas avhjälpande åtgärder som nätvärn för att öka RAM
NO1-SE3 Snittbegränsning	10	11	
Internt SE2 (2)	6	-	Kan finnas möjlighet till ändrad topologi på snitt 2 seriekompensering för att öka RAM
Internt SE3 (2)	5	-	Kan ökas genom avhjälpande åtgärd med SydVästlänken, och ändrad topologi på snitt 2 seriekompensering för att öka RAM
SE1-NO4 (2)	4	4	
SE1-NO4 (1)	4	3	
Internt SE3 (3)	3		
NO4-SE, NO4-NO3	3	3	
NO4-SE2 (1)	3	3	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
Internt SE3 (4)	2	-	
NO4-SE2 (2)	2	4	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelsen.
Internt SE1 (1)	2	-	
NO4-SE1 (2)	1	2	
Internt SE3 (5)	1	-	
Internt SE1 (2)	-	4	
Internt SE1 (3)	-	3	
SE1-FI	-	3	
NO1-SE3 (1)	-	2	
NO1-SE3 (2)	-	2	
NO1-SE3 (3)	-	1	

Tabell 24. Begränsande nätelement där maximal belastningsförmåga underskrider 70 procent för analysår 2026 och 2029. Källa: Svenska kraftnäts simuleringar i Samnett

5 Slutsatser

I detta kapitel redovisas slutsatser från den kortsiktiga marknadsanalysen och vad dessa kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

5.1 Elpriserna utjämnas mellan norra och södra Sverige under analysperioden

I de norra delarna av Sverige samt Finland sker det en ökning av årsmedelpriserna under analysperioden vilket bland annat drivs av en försvagad elbalans i SE1 vilket i sin tur beror på en ökad elanvändning. I södra Sverige och Norge minskar årsmedelpriserna fram till 2028 vilket primärt drivs av fallande elpriser på kontinenten. Därefter sker det en viss ökning av elpriserna vilket kan förklaras av en försvagad kraftbalans i Sverige och i Norden som helhet vilket bland annat är drivet av en ökad elanvändning i norr.

Årsmedelpriserna är i de flesta fall lägre för Sveriges elområden i jämförelse med motsvarande resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2023. Det beror på att de kontinentala elpriserna generellt sett är något lägre samt att elanvändningen ökar i lägre omfattning än i föregående kortsiktiga marknadsanalys.

5.2 Sverige och Norden förblir nettoexportör

Sverige fortsätter vara nettoexportör även om energiöverskottet minskar, från 35 TWh år 2025 till 20 TWh år 2029. Det beror på att produktionen, speciellt från 2027 och framåt, inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från 52 till 16 TWh mellan 2025–2029. Den ökade elanvändningen i Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2023 är elanvändningen lägre samtidigt som investeringar i ny produktion, primärt landbaserad vind, inte ökar lika mycket. På nordisk basis är energibalansen något starkare i jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2023.

5.3 Handelsflöden förändras

Det södergående flödet genom Sverige visar en avtagande trend för alla svenska snitt. Från och med år 2026 uppstår norrgående medelflöden per vecka mellan SE1 och SE2 vilket förstärks under analysperioden. Under 2028 uppvisas norrgående flöden primärt under april till augusti. Detta mönster förstärks under 2029 då de norrgående flödena pågår från januari till juni samt oktober till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elbalansen i SE1 försvagas vilket primärt beror på att elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Exporten på AC-förbindelserna från SE1 till Finland består under analysperioden men försvagas kraftigt från och med 2028.

Nettoimporten från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men minskar och övergår till en marginell nettoexport från SE3 år 2029 i och med att priserna utjämnas mellan områdena. Över tid minskar även nettoexporten till Danmark (DK1) och Norge (NO1) något. Med undantaget för att det årliga nettoflödet mellan Finland och SE3 vänder riktning år 2029 består de öst-västliga flödena under hela perioden även om de är lägre i slutet av analysperioden.

Den sammanlagda exporten från Sverige till angränsande handelsländer sjunker över tid vilket kan förklaras av en försvagad elbalans.

5.4 Flaskhalsar och 70 procentsregeln

Tillfällen där begränsande nätelement inom de svenska elområden är begränsande minskar från 2026 till 2029. Även tillfällen där 70 procent av belastningsförmågan av begränsande element inte kan göras tillgängligt för elmarknaden minskar från 2026 till 2029. Detta beror på att nätförstärkningar ingår i de nätmodeller som används för de olika analysåren, men också ändrade flödesmönster.

Bilaga 1

Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod

I det här avsnittet beskrivs den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden och skillnaderna mellan flödesbaserad kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetod.

Beskrivning av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod

Syftet med flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod är att öka den samhällsekonomiska nyttan, det vill säga värdet för elmarknaden som helhet. Detta görs genom att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden möjliggör bättre nyttjande av elnätet i jämförelse med tidigare nettoöverföringskapacitetsmetod²⁴. Genom att öka nyttjandet av elnätet ökar också mängden el som kan tilldelas för handel på elmarknaden. Att öka överföring och handel innebär större samhällsnytta.

I den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden får marknadskopplingsalgoritmen Euphemia information om hur övervakade nätelement²⁵ belastas vid produktionsöverskott respektive -underskott i elområden. Detta beskrivs bland annat genom hur el-flödet påverkar respektive övervakat nätelement via Power Transfer Distribution Factors (PTDF:er). För varje övervakat nätelement anges också hur mycket de får belastas av handeln mellan elområden, vilket benämns som Reliable Available Margin (RAM). Handelsgränsen mellan områdena sätts av summan av områdets nettoposition²⁶) multiplicerat med PTDF:en för respektive elområde där varje nätelement inte får överstiga något av nätelementens RAM. Givet denna begränsning optimeras varje områdes nettoposition för att maximera nyttan för både elanvändare och elproducenter.

²⁴ Net Transfer Capacity, NTC-metoden.

²⁵ CNE:er eller CNEC:ar om fel på en annan komponent beaktas.

²⁶ Nettopositionen är skillnaden mellan elproduktion och elanvändning i ett elområde.

För att beräkna överföringskapaciteten som finns tillgänglig för handel med flödesbaserade parametrar behövs:

- En gemensam nätmodell över Norden (Common Grid Model, CGM)
- De olika nätelementens maximala belastning (F_{max})
- En beskrivning av hur produktion i områden påverkar överföringen mellan områden (Generation Shift Keys, GSK)
- Säkerhetsmarginal för att beakta felaktigheter i modell och indata, FRM (Flow reliability Margin)

Med hjälp av kraftfördelningsbeskrivningar (PTDF:erna) kan flödet på en komponent vid nollutbyte med andra elområden beräknas (F_o). Därutöver kan även avhjälpande åtgärder (Remedial actions, RA) beaktas för att öka det möjliga handelsutrymmet. Belastningen (RAM) för de övervakade nätelementen beräknas därför:

$$RAM = F_{max} - FRM + RA - F_o$$

Euphemia utgår från dessa förutsättningar för att hitta den mest optimala lösningen för produktions- och konsumtionsbuden. Euphemia matchar bud på elmarknaden genom att prioritera de energitransaktioner som ger högst samhällsekonomisk nytta. Vid tilldelning av kapacitet mellan elområden²⁷, så konkurrerar alla bud på lika villkor om kapaciteten.

Övergripande skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden

Tidigare användes nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC-metoden) för att bestämma överföringskapaciteten mellan elområden. Varje systemoperatör angav då ett värde i megawatt (MW) för överföring mellan elområden, vilket marknadskopplingsalgoritmen matchade med aktuella bud. Metoden byggde på att systemoperatörerna beräknade hur mycket effekt som på ett driftsäkert sätt kunde överföras mellan elområden enligt "N-1"-principen²⁸. Den totala driftsäkra kapaciteten

²⁷ I den flödesbaserade beskrivningen gränsas alla elområden inom regionen med varandra enligt PTDF:erna och RAM-värdena som beskriver överföringskapaciteten.

²⁸ Se sida 8, [Microsoft Word - glossary_v22.doc \(entsoe.eu\)](#).

(Total Transfer Capacity, TTC) justerades med en marginal (Transmission Reliability Margin, TRM) för att resultera i den nettoöverföring som gjordes tillgänglig för elmarknaden.²⁹

En av nackdelarna med nettoöverföringskapacitetsmetoden var att marknadsutfallet var okänt när kapaciteterna fastställdes. Eftersom systemoperatörerna behövde ange driftsäkra kapaciteter som tog hänsyn till både import och export över flera förbindelser samtidigt, sattes kapaciteten ofta konservativt. Det innebar att möjliga handelsmöjligheter inte alltid kunde utnyttjas fullt ut, eftersom alla tänkbara scenarier behövde beaktas snarare än det faktiska utfallet.

För att hantera dessa begränsningar har nettoöverföringskapacitetsmetoden ersatts av en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod. Denna metod möjliggör en mer dynamisk användning av elnätet genom att marknadskopplingsalgoritmen får detaljerad information om hur olika nätförhållanden påverkar överföringskapaciteten. På så sätt kan exempelvis import på en förbindelse beaktas så att mer export på en annan förbindelse tillåts, vilket leder till ett mer effektivt kapacitetsutnyttjande och bättre marknadsresultat.

Implementering av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i modellen

I det här avsnittet beskrivs de delar som behövs för att genomföra elmarknadssimuleringar som innefattar en flödesbaserad metod och hur Svenska kraftnät genomfört dem.

Nätmodell - en beskrivning av nätet

I simuleringarna har gemensamma nordiska planeringsmodeller för varje analysår använts.³⁰ Nätmodellerna inkluderar planerade nätförstärkningar och kända ändringar i produktion eller förbrukning. En nordisk planeringsmodell har en omfattning om ungefär 13 000 elektriska noder. Planeringsmodellen representerar ett intakt nät inom Sverige och Norden.

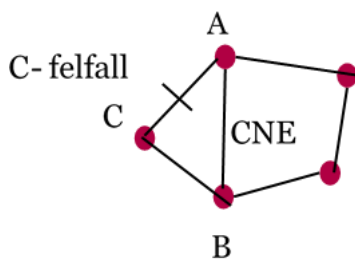
²⁹ För mer information om nuvarande metod för Norden se [Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\)](#).

³⁰ De årsvisa planeringsnäten innehåller nätförstärkningar med avseende på Sverige och Norge, för Danmark och Finland motsvarar planeringsnätet nuläget. Eventuella interna nätförstärkningar i Finland och Danmark bedöms dock ha försumbar påverkan på analysen.

Övervakade nätelement

För att få fram de nätelement som ska övervakas har olika driftfall beaktats se Tabell 24. Ett driftfall är till exempel en situation med hög belastning i kraftsystemet, eller en situation med hög andel vindkraftsproduktion. Driftfallen skapas genom att ändra produktion, förbrukning och överföring på likströmsförbindelser i planeringsmodellen. De nätelement som ska bevakas har en spänning på över 220 kilovolt och belastningen överstiger 70 procent av dess maximala tillåten belastning (F_{max}) i minst ett av de studerade driftfallen. Kriteriet om 70 procent gäller både före och efter ett simulerat fel på något annat nätelement. För varje nätelement beräknas olika gränser beroende på om gränsen gäller på ledningen i normaldrift, utan att ett fel simuleras (CNE), eller efter ett fel (Critical Network Element and Contingency, CNEC). Som en del av beskrivningen av en CNEC måste även andel av flödet som ledningen har före ett simulerat fel beräknas och adderas till andra övervakade ledningar. I nedanstående exempel illustreras ett driftfall för att ta fram hur flödet fördelar sig på ledningar vid ett felfall.

- I exemplet är ledning A till B begränsande nätelement i normaldrift (CNE) och ledning A till C är felfallet (C)
- Flödesanalysen ger att vid fel A-C flyttas 30 procent av flödet på A-C till A-B
- Detta ger följande begränsning till marknadsmodellen $\text{Flöde A-B} + 0.3 \cdot \text{Flöde A-C} < F_{max}(A-B)$



Figur 25. Exempel på hur flödet fördelar sig på ledningarna vid ett felfall.

Driftfall	Flödesriktning i nätet	Elanvändning	Vattenkraftproduktion	Vindkraftsproduktion
1	Södergående, samt öst till väst	Hög	Hög	Låg
2	Södergående, samt öst till väst	Hög	Låg	Hög i norra och östra Sverige
3	Södergående, samt öst till väst	Hög	Låg	Hög i norra och västra Sverige
4	Södergående, samt väst till öst	Hög	Hög	Låg
5	Södergående, samt väst till öst	Hög	Låg	Hög i norra- och östra Sverige
6	Södergående, samt väst till öst	Hög	Låg	Hög i norra- och västra Sverige
7	Södergående, export till öst och väst	Hög	Hög	Hög i alla delar i Sverige
8	Södergående, export till öst och till väst	Hög	Hög	Låg produktion i alla delar i Sverige
9	Låga flöden söderut och låg rotationsenergi i systemet	Låg	Låg	Låg i alla delar i Sverige
10	Södergående, export till öst och till väst	Låg	Hög	Låg i alla delar i Sverige
11	Norrgående	Låg	Hög	Hög i alla delar i Sverige
12	Norrgående	Hög	Låg	Hög i alla delar i Sverige
13	Norrgående och Öst till Väst	Hög	Låg	Hög i södra- och östra Sverige
14	Norrgående och Väst till Öst	Hög	Låg	Hög i södra- och västra Sverige

Tabell 25. Olika driftfall, situationer i kraftsystemet.

Källa: Svenska kraftnät

I beräkningarna har i vissa fall även simuleringar beaktat avhjälpande åtgärder som produktionsfrånkoppling (PFK). Svenska kraftnät har också vidareutvecklat modellen så att hänsyn tas till att tillåten maximalbelastning (F_{max}) för de övervakade nätelementen varierar med temperatur eftersom tillåten belastning kan minska med 50 procent vid en temperaturökning på 20 °C. Historiskt uppmätta temperaturer för varje väderår från ungefär 70 olika mätpunkter i Sverige har inhämtats och varje ledning i planeringsmodellen har fått en angiven tillåten belastning

vid olika temperaturer³¹. De temperaturkorrigerade gränserna beräknas som ett veckomedel för varje vecka för de 35 väderåren i simuleringarna. Som kapacitetsgränser efter ett simulerat fel på en annan ledning har ledningarnas så kallade reservdriftgräns använts. Det innebär oftast en belastning som ledningen klarar under 15 minuter vilket betyder att avhjälpande åtgärder krävs för att återställa överföringen till ledningens normaldriftgräns. Att aktivera en avhjälpande åtgärd efter ett fel innebär att resurser från reglerkraftmarknaden eller omläggningar i nätet behövs för att återställa flödet till en tillåten belastningsnivå.

Eftersom det svenska transmissionsnätet är sammanlänkat med det norska nätet och interna norska begränsningar har en markant påverkan på överföringen till Sverige, har cirka 100 relevanta norska CNEC:ar inkluderats. De norska begränsningarna baseras på data som Statnett tillhandahållit. Inga interna nätbegränsningar i Danmark respektive Finland har beaktats.

Fördelningsfaktorerna för kraftöverföring

Baserat på planeringsmodellen och CNEC-definitionerna beräknas hur en ändrad överföring mellan olika elområden påverkar belastningen på de övervakade nätelementen, fördelningsfaktorerna för kraftöverföring (Power Transfer Distribution Factor, PTDF). Förenklat är det en matris som beskriver hur en ändring av produktion med X MW i ett område leder till en ändrad belastning på ett nätelement med Y MW. Det finns nätelement där överföring mellan elområden har en relativ liten påverkan på nätelementets belastning och att belastningen i större utsträckning påverkas av ändringar inom ett elområde. För att dessa nätelement inte ska leda till oproportionerliga begränsningar av överföringskapacitet är det möjligt att i modellen ta bort begränsningar där det maximala PTDF-värdet underskrider en angiven gräns. För simuleringarna definierades gränsen som fem procent, vilket är samma gräns som tidigare användes i den nordiska paralleldriften av flödesbaserade metoden för dagen före-marknaden.

Säkerhetsmarginaler

En säkerhetsmarginal som används i den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden är den så kallade Flow Reliability Margin (FRM). Den är till för att hantera avvikelser mellan de förväntade

³¹ Baserat på att koordinater för ledningar har jämförts med mätpunkternas lokalisering.

energiflödena vid tidpunkten för kapacitetsberäkning och de verkliga energiflödena (modellfel). I paralleldriften av den flödesbaserade metoden för dagenföre-marknaden användes fem procent som FRM³², vilket också användes i rapportens simuleringar.

Avhjälpande åtgärder

När en flödesbaserad metod används för dagenföre-marknaden ska också kända avhjälpande åtgärder beaktas för att kunna tilldela mer driftsäker kapacitet till elmarknaden. Det är dock svårt att fullt ut beakta alla kombinationer av avhjälpande åtgärder flera år i förväg. I simuleringarna för att beräkna priserna, som presenteras i kapitel 4.2, har därför den vanliga avhjälpande åtgärden beaktas. Det handlar framförallt om att anpassa topologin av seriekondensatorer på ledningar i snitt 2 efter rådande flödet (export från SE3 till NO1). Avhjälpande åtgärder i form av produktionsfrånkoppling beaktas i beräkningen genom andelen av flödet som ett nätelement har före ett simulerat fel som adderas till andra övervakade nätelement. Som nämnts tidigare innefattar resultaten också de avhjälpande åtgärder som behövs för att avlasta ledningar efter ett fel.

Flödesbaserad metod i marknadsmodellen (Samnett)

I marknadsmodellen (SAMNETT) är flödesbaserad kapacitetstilldelning modellerad med hjälp av en iterativ metod där överlasten kontrolleras på alla övervakade nätelement (CNEC:ar) med en DC-lastflödesberäkning³³ och där restriktioner enligt den flödesbaserade metoden succesivt läggs till tills dess att inga överlasten kvarstår. Denna metod säkerställer att de simulerade marknadsutfallen inte resulterar i fysiska överlasten på de övervakade nätelementen.

Det finns skillnader mellan tillämpning av metoder och hur dagenföre-marknaden fungerar

I tidigare kortsiktiga marknadsanalyser har maximala handelskapaciteter mellan olika elområden använts (nettoöverföringskapacitetsmetoden) med justerade tillgänglighetsprofiler³⁴. Till exempel använde KMA 2022 statistik över tillgängligheten för åren 2019–2021 för de svenska snitten,

³² Energinet, Svenska kraftnät, Fingrid och Statnett 2023.

³³ En DC-lastflödesberäkning är en förenklad lastflödesberäkning som enbart beräknar flöden av aktiv effekt och inte reaktiv effekt och påverkan på spänning.

³⁴ Baserade på historiska utfall.

och en platt profil på 90 procent för de interna snitten i Norge. Vid behov (till exempel planerade nätförstärkningar) justerades maximal handelskapacitet mellan elområden och tillhörande profiler. Det är förenklingar som behövs för att hantera simuleringar som omfattar flera analysår och 35 olika väderår.

För att använda en flödesbaserad metod behövs också förenklingar. Att ta fram en nätmodell som representerar hela Norden och som representerar olika planerade ledningsavbrott för underhåll och beräkna möjlig kraftfördelning är beräkningstungt och därför används en nätmodell som representerar ett intakt nät för Norden. Den tidigare nettoöverföringskapacitetsmetoden i KMA tog hänsyn till perioder med avbrott bättre men kunde inte fånga de begränsningar som uppstår för de övervakade nätelementen på samma sätt som den flödesbaserade metoden.

Därtill ska också beaktas att det finns skillnader mellan den flödesbaserade metoden i Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys och den flödesbaserade metoden som används i dagenföre-marknaden. I dagenföre-marknaden skapas en nätmodell för varje timme. Systemoperatörerna strävar också efter att optimera nätets topologi varje dag och gör en bedömning om tillgängliga avhjälpande åtgärder. I dagenföremarknaden används även temperaturkompenserade maximala belastningsprofiler på timnivå, men det görs på veckobasis i den kortsiktiga marknadsanalysen. Sammanfattningsvis överskattar i vissa fall den tillämpade metoden kapaciteten jämfört med dagenföre-marknaden eftersom nätet alltid anses vara intakt, men i andra situationer underskattas kapaciteten då modellen inte kan tillgodoräkna alla avhjälpande åtgärder. Den övergripande bedömningen är att modellen producerar representativa värden på aggregerad nivå. En mer ingående beskrivning av den information som behövs i den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden finns i kapitel två i rapporten "En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning"³⁵. Resultat för paralleldriften av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagenföremarknaden samt mer ingående informationsmaterial finns tillgängligt hos Nordic RCC³⁶.

³⁵ Svenska kraftnät, [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning](#), 2024. (Hämtad 2024-04-04).

³⁶ [Flow-based - Nordic Regional Coordination Centre \(nordic-rcc.net\)](#).

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

