

Kortsiktig marknadsanalys 2022

Analys av kraftsystemet 2023-2027



Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

Version 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	5
Sammanfattning	6
Hög modellerad risk för effektbrist mot slutet av analysperioden.....	6
Höga elpriser under 2023 som därefter minskar för att sedan öka	6
Handelsflöden förändras inom och till och från Norden.....	7
Andelen fossilfri och förnybar elproduktion fortsätter att öka	8
1 Inledning.....	9
1.1 Syfte	10
1.2 Rapportens disposition.....	10
1.3 Begreppslista	11
1.4 Översiktskarta	12
1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet	14
2 Indata och metod.....	15
2.1 Antaganden per indataslag	15
2.1.1 Kärnkraft	16
2.1.2 Vattenkraft.....	18
2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft	19
2.1.4 Effekt- och störningsreserver	21
2.1.5 Vindkraft.....	22
2.1.6 Solkraft	24
2.1.7 Elanvändning	25
2.1.8 Överföringskapaciteter.....	28
2.1.9 Pris på bränsle och utsläppsätter	30
2.1.10 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien	32
2.2 Det finns behov av metodutveckling	33
3 Resultat och analys	34
3.1 Elenergibalans.....	34
3.2 Elpriser	36
3.2.1 Årsmedelpris	37
3.2.2 Elpriser i Sverige	40

3.2.3	Prisskillnader mellan elområden.....	44
3.2.4	Erhållet elpris per kraftslag	46
3.3	Handelsflöden	48
3.4	Kapacitetsavgifter	56
3.5	Effekttillräcklighet	59
3.5.1	Risk för effektbrist.....	60
3.5.2	Simulerad nettoimport.....	62
3.6	Frekvensstabilitet och andel kraftelektronik	63
3.6.1	Rotationsenergi	64
3.6.2	Behovet av avhjälpande åtgärder och stödtjänster	67
3.6.3	Andel kraftelektronikansluten produktion	68
3.7	Andel fossilfri och förnybar el fortsätter öka	69
4	Slutsatser	71
4.1	Höga elpriser under 2023 som därefter minskar för att sedan öka.....	71
4.2	Sverige och Norden förblir nettoexportör men elenergiöverskottet minskar ...	72
4.3	Handelsflöden förändras inom samt till och från Norden	72
4.4	Hög modellerad risk för effektbrist under slutet av analysperioden	73
	Referenslista	74

Förord

I den här rapporten presenteras Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2022 (KMA2022). I KMA2022 analyseras utvecklingen av kraftsystemet för den kommande femårsperioden 2023–2027 baserat på kända planer och beslut. 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 sjunde upplagan av KMA och den tredje 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. Det är viktigt att betona – särskilt denna gång givet det osäkra läget i vår omvärld - att utvecklingen framöver påverkas av politiska, tekniska och ekonomiska faktorer.

Mattias Jonsson

Jonas Alterbeck, Kristin Brunge,
Oskar Engblom, Erik Hellström,
Mari Jakobsson Ueda,
Geoffrey Jordan, Linus Linde,
Anders Nilsberth, Marie Nyberg,
Elis Nycander, Gabriel Nylander,
Zacharias Poutiainen,
Emma Thornberg

Enhetschef

Kraftsystemanalytiker

Sammanfattning

Energisituationen i EU är mycket osäker. Den energikris som uppstått innebär att utvecklingen av omvärldsläget och hastiga förändringar i stor omfattning påverkar kraftsystemet. För att fortlöpande hantera utvecklingen utför Svenska kraftnät kompletterande och fördjupade analyser av exempelvis de slag som redovisas i KMA.

Svenska kraftnät arbetar också med utveckling av nya tekniska- och marknadslösningar i olika projekt och uppdrag för att adressera flera av de utmaningar som beskrivs i rapporten.

Hög modellerad risk för effektbrist mot slutet av analysperioden

För kommande vinter är risken för effektbrist högre än den varit tidigare vintrar. Störningar i kärnkraftsproduktionen och osäker bränsletillgång till följd av kriget i Ukraina påverkar den svenska effektillräckligheten negativt.

Resultaten visar att risken för effektbrist (förbrukningsfrånkoppling) är under den av regeringen beslutade tillförlitlighetsnormen fram till år 2027 då den är över. Liknande resultat presenteras av ENTSO-E i deras rapport European Resource Adequacy Assessment 2022. Det är underlag som kan utgöra grund för att förlänga avtalet om effektreserv då detta går ut i mars 2025. Den ökade risken för effektbrist är i huvudsak en konsekvens av kraftigt ökad elanvändning i Sverige mot slutet av analysperioden.

Höga elpriser under 2023 som därefter minskar för att sedan öka

Trenden med stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige fortsätter, och i kombination med höga bränslepriser och handelsflöden ligger inflödet av kapacitetsavgifter kvar på en hög nivå. Även mellan SE3 och SE4 är prisskillnaderna relativt stora under vissa perioder. Bränslepriserna, som varit extrema till följd av Rysslands invasion av Ukraina, antas successivt minska. Lägre bränslepriser kombinerat med utjämnade prisskillnader, framförallt över snitt 2, medför att det beräknade inflödet av kapacitetsavgifterna avtar mot slutet av analysperioden. Årsmedelpriserna för el i Sverige minskar kraftigt mellan år 2023 och 2024 med de antaganden som gjorts. Från 2025 ökar årsmedelpriserna i Sverige vilket förklaras med den ökade efterfrågan av el. Elanvändningen ökar i alla elområden, men SE1 står för den största förändringen där tillkommande industrietableringar leder till mer än en

fördubbling av elanvändningen. Den utveckling som sker rörande etablering av nya industrier går snabbt. Industrierna har ambitiösa tidsplaner och Svenska kraftnät agerar för att möta dessa utifrån förutsättningar att genomföra nödvändig nätutveckling. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar också att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att vissa analysresultat får genomslag först efter slutet av analysperioden för KMA2022.

Handelsflöden förändras inom och till och från Norden

Sverige fortsätter vara nettoexportör av el, men överskottet minskar från 28 till 6 TWh under analysperioden och för vissa väderår får Sverige en negativ elenergil balans år 2027. Detta beror på en kraftigt ökad elanvändning och trots en stor utbyggnad av vindkraft, så hinner inte produktionen byggas ut i samma takt som efterfrågan ökar. Finland går från energiunderskott till ett överskott, som ökar under analysperioden. Detta beror på tillkommande produktion från den nya kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 samt en kraftig utbyggnad av vindkraft som överstiger den ökade elanvändningen. Sammantaget är Norden nettoexportör av el på årsbasis men överskottet avtar från 38 till 13 TWh under analysperioden, och för några väderår blir Norden nettoimportör 2026 och 2027.

Höga årliga flöden från norra till södra Sverige fortsätter under hela analysperioden. Från 2026 uppstår också veckor med norrgående flöden från SE2 till SE1. Flödet på AC-förbindelserna från SE1 till Finland övergår från export till import under 2027. Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men är i slutet av perioden högre än i början vilket kan förklaras av att antagen handelskapacitet ökar samtidigt som Sveriges överskott på el minskar och Finlands ökar. Andelen av tiden med export till Danmark (DK1) och Norge (NO1) minskar mot slutet av analysperioden. Detta innebär att öst-västliga flödena finns kvar under hela perioden men förekommer i mindre utsträckning i slutet av analysperioden.

I slutet av analysperioden är exporten från Sverige till alla sammankopplade elområden på en lägre nivå än i början. Norden har också ett lägre elöverskott och förbindelserna Viking Link, från Danmark till Storbritannien, och North Sea Link, från Norge till Storbritannien går från en större andel export från Norden till import från Storbritannien. Det kan förklaras av att land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft byggs i stor utsträckning i Storbritannien.

Andelen fossilfri och förnybar elproduktion fortsätter att öka

I Sverige ökar andelen förnybar och fossilfri elproduktion under analysperioden från 70 till 73 procent respektive från 98 till 99 procent, vilket är en indikation på att Sverige går i rätt riktning för att uppnå de energipolitiska målen.

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 m.m. 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.

Svenska kraftnät tar fram en kortsiktig marknadsanalys (KMA) varje år och en långsiktig marknadsanalys (LMA)¹ vartannat år. I KMA analyseras och bedöms kraftsystemets utmaningar de kommande fem åren. Denna rapport utgör den kortsiktiga marknadsanalysen för 2022, KMA2022, och omfattar åren 2023 till 2027. Syftet med LMA är att se vilka olika utmaningar Svenska kraftnät behöver hantera på lång sikt. Varje vår publicerar vi även rapporten ”Kraftbalansen på den svenska elmarknaden” (den så kallade Kraftbalansrapporten)² som behandlar effekttillräckligheten i Sverige under vintern som varit samt redovisar en prognos för den kommande vintern och på längre sikt.

Det övergripande målet för energipolitiken är att skapa villkor för en effektiv och hållbar energianvändning och en kostnadseffektiv svensk energiförsörjning med låg negativ påverkan på hälsa, miljö och klimat samt möjliggöra omställningen till ett ekologiskt hållbart samhälle. Målet bygger på samma tre grundpelare som energisamarbetet i EU och syftar till att förena försörjningstrygghet, konkurrenskraft och ekologisk hållbarhet. Därutöver har riksdagen beslutat om energipolitiska mål till 2030 och 2040. Utöver detta finns också målformuleringar inom miljöpolitiken som omfattar energi- och klimatmål. I KMA följer vi utvecklingen för att nå de långsiktiga energipolitiska målen som Svenska kraftnät främst bidrar till:

- > År 2040 ska Sverige ha 100 procent förnybar elproduktion. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en

¹ Långsiktig-marknadsanalys-2021.pdf (svk.se).

² Enligt 3§ förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket Svenska kraftnät ska affärsverket senast den 31 maj varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern, kraftbalansen på längre sikt, samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen.

stängning av kärnkraft med politiska beslut. I regeringsförklaringen har regeringen aviserat att 100 procent förnybart ska ändras till 100 procent fossilfritt³.

- > Andelen förnybar energi ökar och energianvändningen är effektiv med minimal påverkan på miljön. Detta är en av sju strecksatser som beskriver den samhällsomställning som behövs för att uppnå miljö kvalitetsmålen⁴.

Det långsiktiga klimatmålet innebär att Sverige inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären senast 2045⁵. Om andelen fossilfri och förnybar elproduktion ökar bidrar det till förutsättningen att nå målen i det klimatpolitiska ramverket.

Den energikris som uppstått som en följd av bland annat Rysslands invasionskrig mot Ukraina, låg kärnkraftsproduktion i Frankrike, knappa magasinsnivåer i södra Norge, försening av kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 i Finland och reparationsarbete på Ringhals 4 har påverkat elpriser och medfört rekordhöga elpriser och prisskillnader under 2022. Utvecklingen av omvärldsläget är svårbedömd och hastiga förändringar kommer också i stor omfattning att påverka kraftsystemet även fortsättningsvis.

1.1 Syfte

Syftet med KMA är att, i huvudsak baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden. Med stöd av simuleringar i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet. I KMA2022 har vi också valt att genomföra känslighetsanalyser för beräkning av risk för effektbrist eftersom omvärldsläget innebär ytterligare osäkerheter.

1.2 Rapportens disposition

I kapitel 2 *Indata och metod* redovisas antaganden per indataslag och metod för de analyser som genomförs. Simuleringsresultat och analyser presenteras i kapitel 3 *Resultat och analys* och i kapitel 4 *Slutsatser* finns en

³ [regeringsförklaringen-2022.pdf \(regeringen.se\)](#).

⁴ Miljömålssystemet består av ett generationsmål som är uppbyggt av sju strecksatser. De strecksatserna beskriver den samhällsomställning som behövs för att det ska finnas förutsättningar att nå den miljö kvaliteten som beskrivs i de sexton miljö kvalitetsmålen. För mer information se [www.sverigesmiljomal.se](#).

⁵ [Mål för miljö och klimat - Regeringen.se](#), se också formulering om el- och värmesektorn i Prop. 2019/20:65 s.91.

sammanfattning av resultat och analyser samt en diskussion om vad resultaten kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

1.3 Begreppslista

Här följer förklaringar till begrepp som används i KMA2022.

- > **Analysperioden:** Den period som analyseras i KMA2022, det vill säga år 2023–2027.
- > **Analysår:** Ett år som analyseras, till exempel 2023. 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.
- > **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.
- > **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), LT (Litauen), EE (Estland), LV (Lettland), NO (Norge), PL (Polen), NL (Nederländerna), SE (Sverige) och UK (Storbritannien).
- > **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 information⁶. 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 elmarknadssimuleringen i KMA. Historiska tillrinningsserier för åren 1982–2016 är justerade för klimateffekter. Väderår är inte detsamma som analysår.

1.4 Översiktskarta

Figur 1 visar en översiktskarta med svenska och omkringliggande elområden. Även maximal handelskapacitet mellan elområdena (MW) visas, samt snitten mellan de svenska elområdena.

⁶ Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande av offentliggörande av uppgifter på elmarknaden och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009.

1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet

Den maximala handelskapacitet som visas i Figur 1 motsvarar optimala flödessituationer i nätet mellan elområden. Tillgänglig kapacitet varierar med driftsituation och kan av olika skäl vara lägre, till exempel vid underhåll av transmissionsnätet eller vid ofördelaktiga flödessituationer som överbelastar delar av nätet.

Sedan mars 2021 har de tillgängliga driftsäkra handelskapaciteterna för snitt 2 och 4 varit lägre än de maximala under en stor del av tiden. De lägre handelskapaciteterna förklaras till stor del av planerade underhåll i nätet och att flödet mellan elområdena fördelar sig på ett annat sätt än tidigare på grund av nya öst-västliga flöden genom Sverige. Den 31 mars 2022 infördes summaallokering från SE3 till DK1 och NO1, vilket innebär ett bättre utnyttjande av nätet och ger förutsättningar för ökad handel och lägre prisskillnader mellan elområdena. Principen baseras på flödesbaserad kapacitetsberäkning som beskrivs mer i avsnitt 2.2 *Det finns behov av metodutveckling*.

De öst-västliga flödena i mellersta Sverige har inneburit att överföringskapaciteten för en del utlandsförbindelser (SE3-FI, SE3-DK1 och SE3-NO1) samt på snitten SE2-SE3 och SE3-SE4 har behövt anpassas för att upprätthålla driftsäkerheten. Utan dessa anpassningar av överföringskapaciteten till och från elområde SE3 skulle det uppstå termiska överlast. Termisk överlast innebär att en ledning eller komponent belastas med en högre ström än vad den är avsedd att klara av. Detta kan medföra risker för omgivning och utrustning. Den ökade förekomsten av dessa driftsituationer beror till stor del på utbyggnad av vindkraft i norr, minskad produktion i Ringhals (avveckling av R1 och R2) och på nya utlandsförbindelser som har tagits i drift i Danmark⁷ och Norge⁸ under de senaste åren.

⁷ Cobra cable mellan Danmark och Nederländerna.

⁸ NordLink och North Sea Link mellan Norge och Tyskland respektive Storbritannien.

2 Indata och metod

I det här kapitlet beskrivs indata och metod för analysen.

Elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS används för simulering av Nordeuropas kraftsystem. 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 från ett år till ett annat får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Därtill påverkar temperaturen elbehovet på grund av elanvändning för värme och kyla. I KMA 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 kan tillgodogöra sig alltmer av energin i vinden.

Givet bortfallet av gas- och elimport från Ryssland och de höga priser som följer av detta, har flera länder aviserat att man avser öka elproduktionen i anläggningar som tidigare varit föremål för nedstängning. I vilken mån detta realiserar under kommande år är generellt inte prognostiserat i KMA.

Kraftsystemet simuleras med timupplösning för varje analysår (2023-2027) för samtliga 35 väderår och simuleringsresultatet presenterats i kapitel 3 *Resultat och analys*. Simuleringen för effekttillräckligheten görs dock med en annan metod och även vissa antaganden skiljer sig mellan grundsimuleringen och simuleringen av effekttillräcklighet. Metod och antaganden för effekttillräcklighetsanalysen beskrivs ytterligare i avsnitt 3.5.1 *Risk för effektbrist*.

2.1 Antaganden per indataslag

För Sverige har data inhämtats från bland annat Energimyndigheten, Svensk vindenergi och Svenska Bioenergiföreningen. Data för övriga länder i Norden och Baltikum har erhållits från respektive systemoperatör samt nationella planer såsom Energinets analyseförutsättningar. För resterande Europa har

data baserats på ENTSO-Es Ten Year Network Development Plan 2022 (TYNDP 2022)⁹.

2.1.1 Kärnkraft

I Tabell 1 redovisas installerad kapacitet vid årets början för svensk och finsk kärnkraft¹⁰. Datum för planerad avveckling, idrifttagning och revision av reaktorer i modelleringen baseras på marknadsmeddelanden fram till och med år 2025 utifrån publicerad information hämtad i mars 2022¹¹. Därtill modelleras avbrottet på Ringhals 4 till följd av en skada på tryckhållaren. Ringhals 4 har i grundsimuleringen antagits vara ur drift till och med 31 januari 2023¹². Reparationsarbetet har dock enligt senare meddelande förlängts till den 23 februari¹³ vilket modellerats i effekttillräcklighetsanalyserna. För åren 2026 och 2027 har typiska revisionsperioder uppskattats.

⁹ [Planning the future grid - TYNDP \(entsoe.eu\)](#).

¹⁰ Olkiluoto 3 har antagits vara i full drift från 1 januari 2023 med undantag för effekttillräcklighetsanalysen, se avsnitt 3.5 *Effekttillräcklighet*. Det är vid tidpunkten för denna rapport osäkert från vilket datum som Olkiluoto 3 är i full drift. För mer information se [TVO - OL3 Power Output](#).

¹¹ NUCS: Dashboard | Nordic Unavailability Collection System (nucs.net).

¹² Vattenfall – ["Tiden för reparation av Ringhals 4 förlängs"](#).

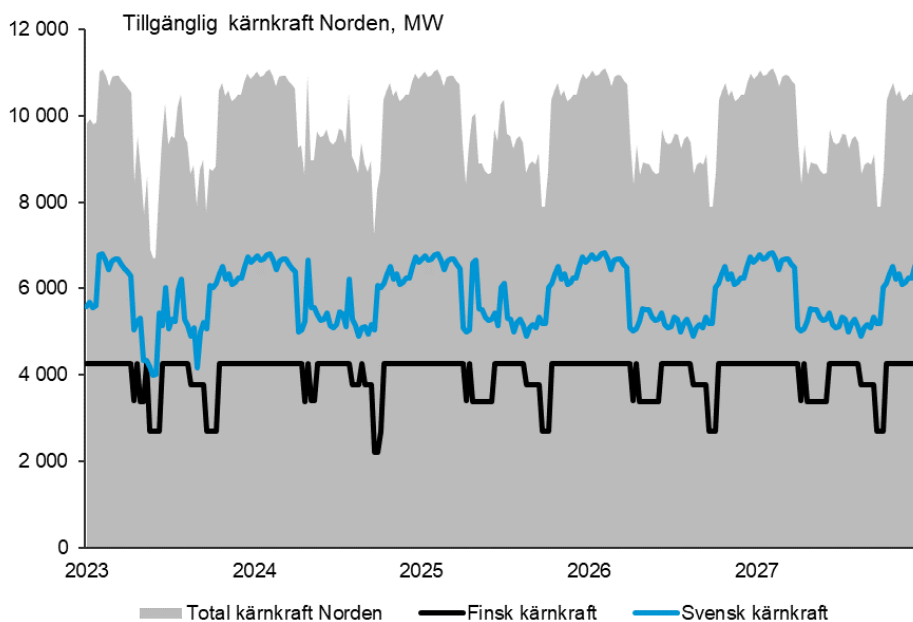
¹³ [Nord Pool - REMIT UMM \(nordpoolgroup.com\)](#), i effekttillräcklighetsanalysen antas underhåll till den 23 februari 2023, för mer information se 3.5 *Effekttillräcklighet*.

Tabell 1. Installerad kapacitet för svensk och finsk kärnkraft. Källa: Svenska kraftnät, Fingrid.

		2023	2024	2025	2026	2027
Sverige	Kapacitet [MW]	6 883	6 883	6 883	6 883	6 883
	Forsmark 1 ¹⁴	990	990	990	990	990
	Forsmark 2	1 118	1 118	1 118	1 118	1 118
	Forsmark 3	1 172	1 172	1 172	1 172	1 172
	Oskarshamn 3	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
	Ringhals 3	1 063	1 063	1 063	1 063	1 063
	Ringhals 4	1 140	1 140	1 140	1 140	1 140
Finland	Kapacitet [MW]	4 362	4 362	4 362	4 362	4 362
	Loviisa 1	496	496	496	496	496
	Loviisa 2	496	496	496	496	496
	Olkiluoto 1	880	880	880	880	880
	Olkiluoto 2	890	890	890	890	890
	Olkiluoto 3	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600

I Figur 2 visas tillgänglig kärnkraft totalt i Norden samt uppdelat på Sverige respektive Finland. Tillgängligheten varierar något mellan analysåren på grund av de planerade revisionerna. Utöver revisionsperioderna används tillgänglighetsprofiler för att inkludera ytterligare avbrott i kärnkraftsproduktionen. För Sveriges del baseras tillgänglighetsprofilen på produktionsstatistik för åren 2017–2021. För den finska kärnkraften används en rak tillgänglighetsprofil på 97,5 procent, vilket är historisk tillgänglighet utanför revisionsperioderna.

¹⁴ Ägarna har dock aviserat en kapacitetshöjning i Forsmark 1 under 2023 och provdrift pågår för mer information se [Grönt ljus för Forsmark 1 att höja effekten - Vattenfall](#).



Figur 2 Produktionskapacitet hos kärnkraften i Norden med hänsyn till uppskattad tillgänglighet och planlagd revision. Källa: Svenska kraftnät och NUCS.

I jämförelse med KMA2021 har antagandet för kärnkraft i Tyskland ändrats så att kvarvarande tre reaktorer fortsätter att vara i drift till mitten av april 2023 istället för att stängas i slutet av 2022¹⁵. Tillgänglighet för kärnkraft i Frankrike är därtill cirka 15 procent lägre under 2023, från cirka 75 procent till 60 procent, och har justerats baserat på information från RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français.

2.1.2 Vattenkraft

Installerad kapacitet vattenkraft¹⁶ i Norden antas vara konstant under analysperioden, se *Tabell 2*.¹⁷ 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 modellen används historiska tillrinningsserier för åren 1982-2016 justerade för klimateffekter. Justeringen för klimateffekter innebär att modellerad

¹⁵ Bloomberg, "Scholz Extends Germany's Last Nuclear Plants to Quell Feud".

¹⁶ Kapacitet i modellerna skiljer sig från verklig installerad effekt då bland annat balanseringsreserver inte inkluderas. Den installerade effekten vattenkraft i Sverige motsvarar cirka 16 300 MW.

¹⁷ I stort sett alla vattenkraftverk i Sverige kommer att föras med moderna miljövillkor under kommande tjuugoårsperiod. De första ansökningarna lämnades till domstol den 1 februari 2022, och regeringen angav i Tidöavtalet att en paus förväntas. Det innebär att få miljöåtgärder kommer att genomföras fram till 2026 och därför antas vattenkraften ha samma förutsättningar som i dag under analysperioden.

vattenkraftproduktion blir något större under hösten och vintern på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårfloden kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt.

Tabell 2. Installerad kapacitet för vattenkraft i Norden. Källa: Svenska kraftnät och de nordiska TSO:erna.

Vattenkraft [MW]	2023	2024	2025	2026	2027
Sverige	15 620	15 620	15 620	15 620	15 620
SE1	5 440	5 440	5 440	5 440	5 440
SE2	7 650	7 650	7 650	7 650	7 650
SE3	2 290	2 290	2 290	2 290	2 290
SE4	240	240	240	240	240
Norge	36 500	36 500	36 500	36 500	36 500
Finland	2 760	2 760	2 760	2 760	2 760

2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft

I Tabell 3 redovisas den installerade effekten kraftvärme och kondenskraft i Norden och Baltikum som antagits under den modellerade femårsperioden (exklusive kraftverk som utgör effekt- eller störningsreserv). För Sverige bygger antagandena till stor del på Svenska Bioenergiföreningens (Svebios) årliga kartläggning Biokraft i Sverige 2021¹⁸. En viss nybyggnation av kraftvärme sker under analysperioden. Ellevio, Stockholm Exergi och E.ON. Eldistribution samt produktionsbolaget E.ON. har ingått avtal om att elproduktion ska finnas tillgänglig lokalt i Stockholm och Malmö. Detta för att möjliggöra att kapacitetsbehovet i Stockholm respektive Malmö kan mötas. I Stockholm rör det sig om 320 MW elproduktionskapacitet från kraftvärmeverk och gasturbiner, och i Malmö elproduktion på cirka 95 MW från kraftvärmeverk.

Antaganden för resterande länder baseras på information från grannländernas systemoperatörer (delvis genom data lämnad till den europeiska databasen PEMMDB 3.0) samt UMM. I Danmark sker en minskning av den termiska elproduktionen. Det beror på att fjärrvärmeproducenterna successivt förväntas

¹⁸ Svebio "Biokraftkartan i Sverige 2021".

byta ut kraftvärmen till värmeproduktion och att värmeunderlaget minskar då allt fler värmepumpar installeras. Även i Finland antas den installerade kapaciteten kraftvärme och kondenskraft minska. Detta till följd av vikande värmeunderlag och stängning av äldre fossileldade verk.

Tabell 3. Installerad kapacitet kraftvärme och kondenskraft (exklusive effekt- och störningsreserven) i Norden och Baltikum. Källa: De nordiska TSO:erna, Tidningen Bioenergi, UMM.

Kraftvärme och kondenskraft* [MW]	2023	2024	2025	2026	2027
Sverige	4 680	4 720	4 740	4 740	4 780
SE1	300	300	300	300	300
SE2	740	740	740	740	740
SE3	2 880	2 930	2 930	2 930	2 970
SE4	760	760	780	780	780
Norge	310	310	320	320	330
Danmark	6 060	5 490	5 300	5 200	5 130
Finland	6 420	5 840	5 720	5 680	5 680
Baltikum	4 080	3 760	3 760	3 210	3 270

Revisioner i de större kraftvärmeverken (större än 100 MW) i Sverige, Danmark och Finland har approximerats efter genomgång av UMM för åren 2014–2016. Svenska kraftnät har gjort en uppskattning av en typisk revisionsperiod för respektive kraftverk och använt samma revisionsperiod för alla analysår. Nedläggning respektive driftsättning av verk som inträffar under analysåren har lagts in i början av respektive analysår, alltså inte på korrekt nedläggnings- eller driftsättningsdatum.

Profilerna för kraftvärmens elproduktion är baserade på ett normalår, det vill säga utan hänsyn till värmelastens temperaturberoende. En del av elproduktionen i de modellerade kraftvärmeverken är dock prisberoende, vilket resulterar i varierande produktion mellan väderåren. Oplanerade avbrott är inte modellerade.

2.1.4 Effekt- och störningsreserver

Den svenska effektreserven finns att tillgå för Svenska kraftnät mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven upphandlas av Svenska kraftnät och består fram till vintern 2024/2025 av 562 MW elproduktion från Karlshamn 2 och 3. En förenkling i modellen är att hela Karlshamn 2 och 3 är tillgänglig som effektreserv trots att enbart 562 MW av totalt cirka 660 MW ingår. Från vintern 2022/2023 är effektreserven endast tillgänglig för aktivering för balansskäl i drifttimmen då andra balanseringsresurser är uttömda¹⁹. Effektreserven är därför inte tillgänglig i grundsimuleringen, men modelleras i effekttillräcklighetsanalyserna. Från 2025 antas ingen kapacitet för Karlshamnsverket i modellerna. Detta är ett försiktigt antagande som bygger på att det i dag inte finns ett avtal för effektreserven efter 2025. I effekttillräcklighetsanalysen simuleras dock en känslighetsanalys med effektreserven tillgänglig under hela analysperioden, se avsnitt 3.5 *Effekttillräcklighet*.

Utöver effektreserven finns även den så kallade störningsreserven²⁰ som snabbt aktiveras vid fel. 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). Störningsreserven består i dag främst av gasturbiner. Under 2022 upphandlades ytterligare cirka 300 MW störningsreserv, bestående av både produktion och förbrukningsfrånkoppling. Störningsreserven modelleras inte i KMA2022 då kapaciteten inte är tillgänglig för marknaden.

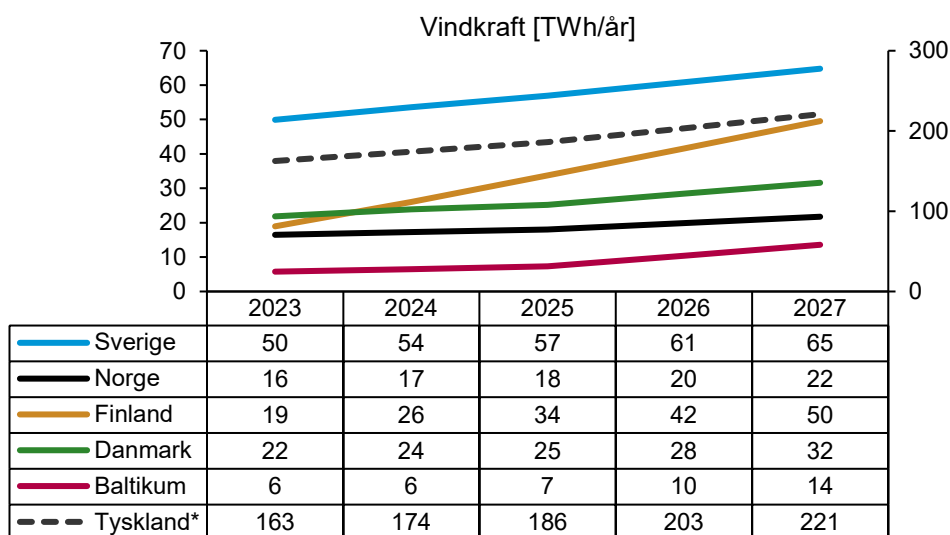
¹⁹ [Förändringar gällande aktivering av effektreserven | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se/forandringar-gallande-aktivering-av-effektreserven)

²⁰ Den består främst av gasturbiner, men även dieselgeneratorer, vattenkraft, förbrukningsreduktion och kraftvärme.

2.1.5 Vindkraft

Elproduktion från vindkraft förväntas öka kraftigt under analysåren. Utbyggnaden för landbaserad vindkraft i Sverige baseras på uppgifter från Svensk Vindenergi. I modellen används den nivå av installerad vindkraftkapacitet som motsvarar halvårsskiftet för respektive år, och resulterande produktion beror på fullasttimmarna för vindserier som är implementerade i modellerna. Modellen skiljer på land- och havsbaserade vindprofiler.

Vindserierna är framtagna genom ett samarbete mellan Danmarks Tekniske Universitet och ENTSO-E. I Figur 3 visas antagen normalårsproduktion av vindkraft (inkluderar både land och havsbaserad vindkraft) för de nordiska och baltiska länderna samt för Tyskland.



Figur 3 Årsproduktion av vindkraft (inkluderar både land och havsbaserad vindkraft) i Norden, Baltikum och Tyskland. *Observera att den streckade kurvan för Tyskland använder skalan på den högra axeln. Källa: Svensk vindenergi, de nordiska TSO:erna och TYNDP2022.

Installerad kapacitet för havsbaserad vindkraft per år i Sverige uppgår i modellen till 200 MW fram till och med 2025. Därefter antas den havsbaserade vindkraften öka till 290 respektive 370 MW för åren 2026 och 2027. Det är dock osäkert om ny havsbaserad vindkraft hinner tas i drift redan till 2026 och antagandet kommer ses över inför nästa KMA. I Tabell 4 visas prognosen för landbaserad vindkraftsproduktion i Sverige samt installerad kapacitet och fullasttimmar. I Tabell 5 visas motsvarande prognos för havsbaserad

vindkraftsproduktion. Generellt ökar fullasttimmarna under analysperioden i och med teknikutvecklingen som innebär att tillkommande vindkraftverk kan nyttja alltmer av vindenergin. Specifika parker har inte utvärderats, utan bara den totala förväntade kapaciteten.

Tabell 4. Förväntad årsproduktion av landbaserad vindkraft, totalt i Sverige och för de svenska elområdena, samt fullasttimmar och installerad kapacitet. Källa: Svensk Vindenergi, Danmarks Tekniska Universitet, ENTSO-E.

	Landbaserad vindkraft	2023	2024	2025	2026	2027
Sverige	Produktion [TWh]	47,1	49,9	52,7	55,8	58,8
	Fullasttimmar	3 040	3 060	3 080	3 100	3 130
	Kapacitet [MW]	15 470	16 310	17 140	17 970	18 810
SE1	Produktion [TWh]	10,1	10,8	11,5	12,2	12,9
	Fullasttimmar	3 450	3 460	3 470	3 490	3 510
	Kapacitet [MW]	2 930	3 110	3 300	3 490	3 670
SE2	Produktion [TWh]	20,4	22,0	23,6	25,3	27,1
	Fullasttimmar	3 110	3 130	3 150	3 180	3 210
	Kapacitet [MW]	6 560	7 030	7 500	7 970	8 440
SE3	Produktion [TWh]	11,5	11,7	12,0	12,3	12,6
	Fullasttimmar	2 880	2 890	2 900	2 910	2 930
	Kapacitet [MW]	3 970	4 060	4 150	4 230	4 320
SE4	Produktion [TWh]	5,1	5,4	5,7	6,0	6,2
	Fullasttimmar	2 550	2 570	2 580	2 610	2 630
	Kapacitet [MW]	2 010	2 100	2 190	2 280	2 370

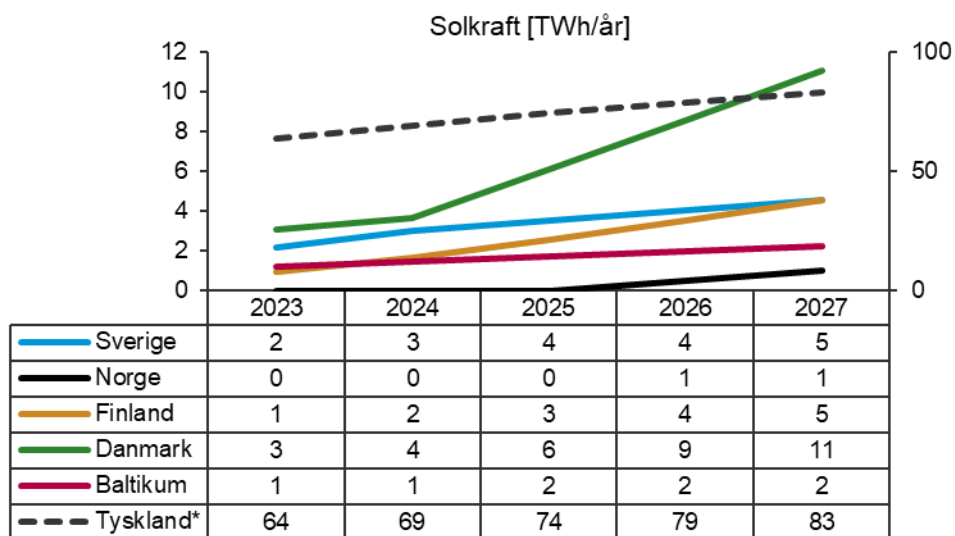
Tabell 5. Förväntad årsproduktion av havsbaserad vindkraft, totalt i Sverige och för de svenska elområdena, samt fullasttimmar och installerad kapacitet. Källa: Svensk Vindenergi, Danmarks Tekniske Universitet, ENTSO-E.

		Havsbaserad vindkraft	2023	2024	2025	2026	2027
Sverige	Produktion [TWh]		0,6	0,6	0,6	1,0	1,4
	Fullasttimmar		3 080	3 080	3 080	3 450	3 650
	Kapacitet [MW]		200	200	200	290	370
SE1	Produktion [TWh]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Fullasttimmar		-	-	-	-	-
	Kapacitet [MW]		0	0	0	0	0
SE2	Produktion [TWh]		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Fullasttimmar		-	-	-	-	-
	Kapacitet [MW]		0	0	0	0	0
SE3	Produktion [TWh]		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Fullasttimmar		2 880	2 880	2 880	2 880	2 880
	Kapacitet [MW]		30	30	30	30	30
SE4	Produktion [TWh]		0,5	0,5	0,5	0,9	1,3
	Fullasttimmar		3 110	3 110	3 110	3 520	3 720
	Kapacitet [MW]		170	170	170	260	340

2.1.6 Solkraft

Den svenska prognosen för utbyggnaden av solkraft bygger på Energimyndighetens kortsiktsprognos²¹ fram till 2024 och en extrapolering av övriga år, se Figur 4. Solserierna är framtagna på samma sätt som vindserierna, genom ett samarbete mellan Danmarks Tekniske Universitet och ENTSO-E. Mängden solkraft antas öka kraftigt i Sverige, Danmark och Tyskland, även om den i Norden ännu utgör en låg andel av total produktion.

²¹ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos vinter 2022", 2022.



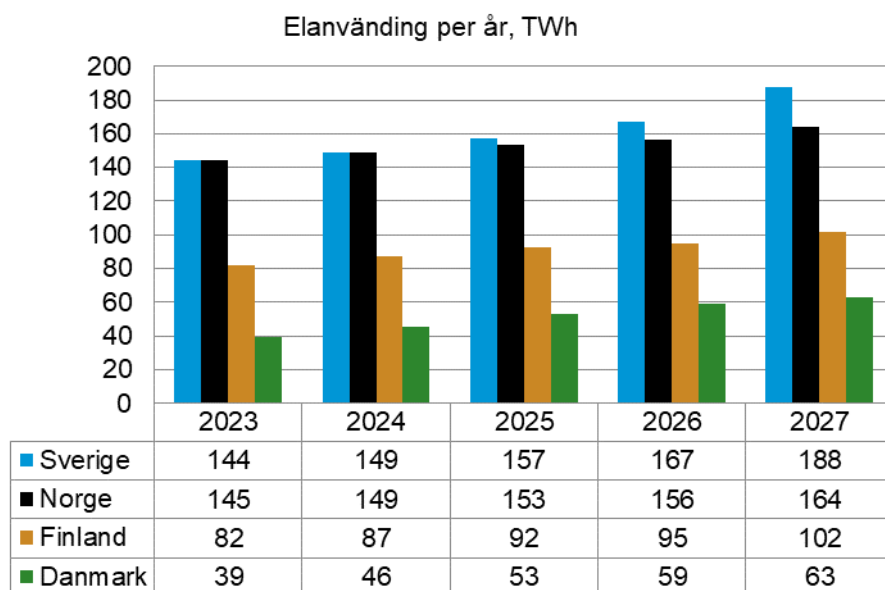
Figur 4 Årsproduktion av solkraft i Norden, Baltikum och Tyskland. *Observera att den streckade kurvan för Tyskland använder skalan på den högra axeln. Källa: Energimyndigheten, övriga TSO:er.

2.1.7 Elanvändning

Elanvändningen i de nordiska länderna förväntas öka under analysperioden, se Figur 5. Prognosen för den svenska elanvändningen bygger till stor del på Energimyndighetens korttidsprognos²² fram till och med 2024 med tillägg för ansökningar till Svenska kraftnät. Antalet ansökningar för mycket stora effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät har ökat markant under det senaste året. Det handlar huvudsakligen om industrietableringar. Utifrån uppskattningar baserade på ledtider för nätutveckling och ansökningar om effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät kommer den svenska elanvändningen öka kraftigt under perioden. Den utveckling som sker rörande etablering av nya industrier går snabbt. Industrierna har ambitiösa tidsplaner och Svenska kraftnät agerar för att möta dessa. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar dock att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att den ökade elanvändningen förskjuts i tiden.

Elanvändningen för övriga länder har uppskattats med data från respektive systemoperatör. De främsta drivkrafterna bakom utvecklingen är elektrifiering av transportsektorn och ökning av den elintensiva industrin.

²² Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos i siffror vinter 2022", 2022.



Figur 5 Antagen elanvändning i de nordiska länderna. Källa: Energimyndigheten, de övriga nordiska TSO:erna.

Förändringen jämfört med KMA2021 visas i Tabell 6. Jämfört med KMA2021 antas en kraftigare ökning av den svenska elanvändningen under analysperioden. Det förklaras huvudsakligen av industrietableringar och nya serverhallar i norra Sverige som inkommit med ansökningar under gångna året. Om den minskade elanvändningen som observerats under senare delen av 2022 fortsätter under analysperioden kommer elanvändningen bli lägre i Sverige än vad som antagits i KMA2022. Att elanvändningen i Norge minskar under de första åren är en följd av att projekt blivit försenade, att befintlig elanvändning minskar på grund av höga elpriser och en lägre tillväxt än förväntad av serverhallar. I Finland antas elanvändningen minska kraftigt jämfört med KMA2021 under början av analysperioden som följd av relativt högre elpriser och den minskning som uppstått under 2022. I Danmark förväntas elanvändningen öka kraftigt i slutet vilket förklaras av vätgasproduktion genom elektrolys.

Tabell 6. Förändring i antagen årsförbrukning för KMA2022 jämfört med KMA2021, avrundat till hela TWh.

[TWh]	2023	2024	2025	2026
Sverige	-1	1	6	10
Norge	-5	-6	-3	-3
Finland	-7	-4	-2	-2
Danmark	0	4	9	13

Efterfrågefleksibilitet är införd i modellen genom tre prisnivåer för nedreglering av elanvändningen. Nivåer och volymer baseras på efterfrågekurvor per land från Nord Pool för perioden november 2021 till och med oktober 2022. När elpriset når dessa nivåer i simuleringen kopplas en del elanvändare bort.²³ För Sverige antas 254 MW efterfrågefleksibilitet i modellen. Detta skulle kunna vara pappersindustri eller annan verksamhet som minskar sin elanvändning vid höga elpriser. Elprisnivåerna visas i Tabell 7.

Tabell 7. Prisnivåer för aktivering av antagen efterfrågefleksibilitet (MW) (samma för varje analysår). Källa: Svenska kraftnät.

	Pris [euro/MWh]	Sverige	Norge	Finland	Danmark	Totalt
Nivå 1	50-200	101	429	186	195	911
Nivå 2	200-300	42	116	70	33	261
Nivå 3	300-500	111	338	73	52	574
	Totalt	254	883	329	280	1746

Ökad flexibilitet, till exempel för den tillkommande elanvändningen inom industrisektorn, är möjlig och skulle kunna bidra till bland annat lägre prisvariation och till att kapa toppar i elpriset. Elkunder kan dock prissäkra sina kostnader för framtida elbehov vilket minskar de ekonomiska incitamenten i att vara flexibel på elmarknaden.

²³ 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.

2.1.8 Överföringskapaciteter

Utgångspunkten för överföringskapacitet är den maximala handelskapacitet som redovisas i Figur 1. Den modellerade möjliga handelskapaciteten per timme under året baseras på statistik över tillgängligheten för åren 2019–2021. På detta sätt fångas historisk variation i tillgänglighet i viss grad, jämfört med om data för enbart ett historiskt år använts. Ett enskilt historiskt år är inte nödvändigtvis representativt för framtida år²⁴. Möjlig handelskapacitet från Sverige till NO1 och DK1 baseras dock på statistik för tillgängligheten för åren 2018–2020. Detta för att marknadslösningen summaallokering innebär ett bättre utnyttjande av nätet och tillgängligheten därför bör avspeglas utan östvästliga flöden, se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*.

För de interna snitten i Norge har den historiska tillgängligheten på vissa snitt varit mycket låg. Enligt Statnett kommer detta troligtvis att förändras i och med att utlandsförbindelserna till Storbritannien och Tyskland kommer att förändra flödesmönstret i Norge. De interna norska snitten har därför simulerats med en platt tillgänglighetsprofil på 90 procent.

I modellen justeras handelskapaciteterna årligen. Det innebär att om en genomförd eller planerad kapacitetsökning förväntas under det första halvåret simuleras kapacitetsökningen från 1 januari samma år medan det för en kapacitetsökning efter den 30 juni simuleras från den 1 januari kommande år.

Driftsättning av den tredje AC-förbindelsen, Aurora Line, mellan SE1 och Finland planeras till slutet av 2025 och inkluderas i modellen från början av analysåret 2026. För handelsflöde från Finland till SE3 antas en kapacitet om 300 MW fram tills 2025 och därefter 500 MW baserat på systemets last- och flödesutveckling.

Norden kommer under femårsperioden att öka marknadsintegrationen med övriga Europa genom följande förändringar:

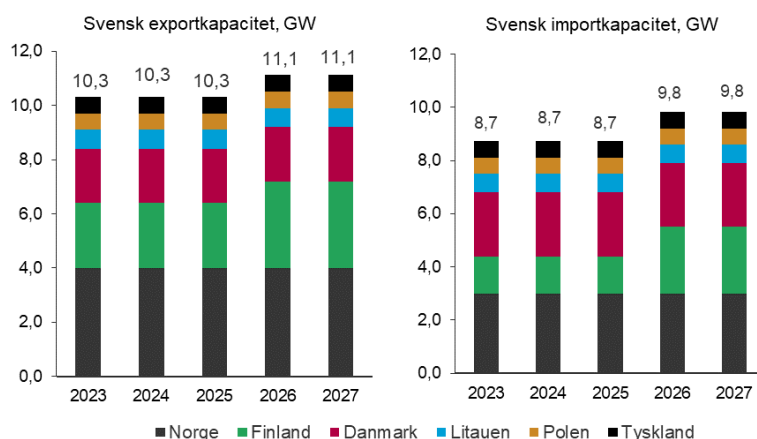
- > Viking Link med planerad idrifttagning 2024, ger 1 400 MW mellan DK1 och Storbritannien
- > Ökad AC-kapacitet mellan DK1 och Tyskland från 2 500 MW till totalt 3 500 MW år 2024

I Figur 6 **Fel! Hittar inte referenskölla.** och Figur 7 visas den totala överföringskapaciteten till och från Sverige respektive Norden som är antagen i

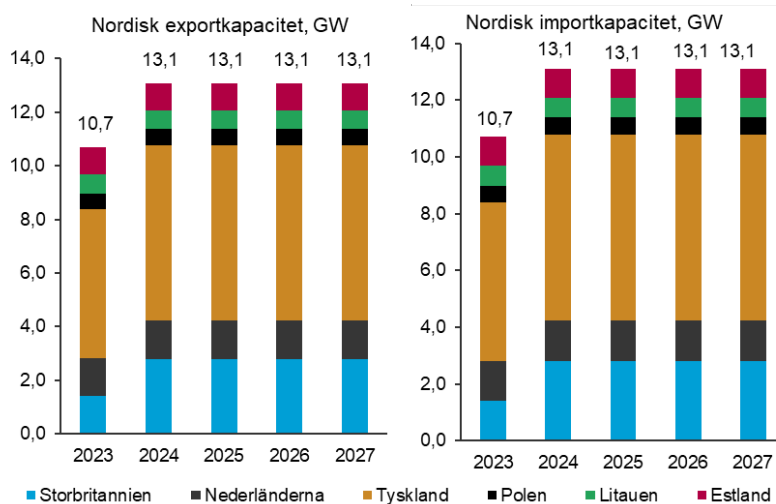
²⁴ Till exempel om det varit en allvarlig störning eller stort investeringsprojekt som påverkat tillgängligheten.

marknadsmodellerna. I modellen har tillgängligheten för de nya likströmsförbindelserna satts till 90 procent för att beakta interna nätbegränsningar. Undantaget är NordLink som initialt har en lägre överföringskapacitet som sedan höjs successivt för senare år.

Flöden till och från Ryssland antas vara noll under hela analysperioden.



Figur 6 Total överföringskapacitet mellan Sverige och Norden samt övriga Europa. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 7 Total överföringskapacitet mellan Norden och övriga Europa inklusive Ryssland (med antagande om ingen export eller import under analysperioden). Källa: Svenska kraftnät.

2.1.9 Pris på bränsle och utsläppsrätter

Priser på bränslen och utsläppsrätter är svåra att förutsäga och är starkt förknippade med den globala ekonomiska utvecklingen och politiska beslut. Bränslepriserna har stor påverkan på elpriserna och dessa antaganden utgör därför en betydande osäkerhetsfaktor i simuleringarna.

Pris på utsläppsrätter samt kol, gas och olja baseras på forwardpriser²⁵ på den finansiella marknaden hämtade i november 2022. På grund av omvärldsläget är bränslepriser höga och utgör en stor osäkerhet. För brunkol (lignit) och oljeskiffer har antaganden från TYNDP2022²⁶ använts. I Tabell 8 presenteras de priser på utsläppsrätter och bränslen som använts i KMA2022.

²⁵ Avtal mellan parter om att köpa och sälja el till ett visst pris i framtiden. Prognos i Tyskland: EEX Phelix, Polen: TGE, Nederländerna: ICE ENdex och Storbritannien: ICE.

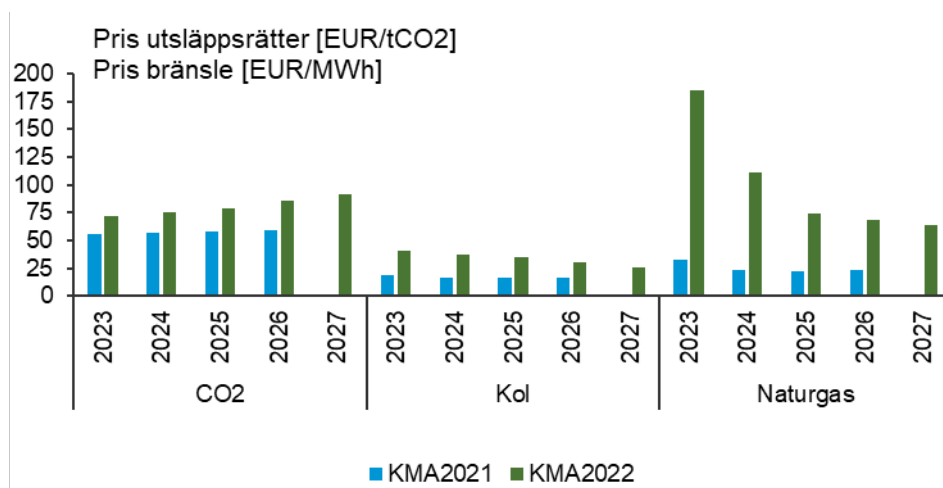
²⁶ Ten-Year Network Development Plan, publiceras vartannat år av ENTSO-E.

Tabell 8. Antagna priser på utsläppsrätter och bränslepriser för KMA2022. Bränslepriser i euro/MWh och CO₂-priser i euro/ton. Källa: Montel, TYNDP2022.

euro/MWh	2023	2024	2025	2026	2027
CO ₂	72	75	79	86	92
Kol	41	38	35	30	26
Tungolja	80	75	72	70	68
Lättolja	52	49	48	47	46
Naturgas	184	111	74	69	64
Brunkol (lignit)	6	6	7	7	7

Samma bränsle- och utsläppsrättspris har använts för hela det modellerade området. Priset på kärnkraftbränsle (1,7 euro/MWh) ändras inte under analysperioden och är inte heller en betydande del av kärnkraftens kostnader.

Jämfört med KMA2021 är de antagna priserna på bränsle och utsläppsrätter betydligt högre i KMA2022, se Figur 8. Den stora skillnaden beror på omvärldsläget med energikris och till följd den kraftiga höjningen av priserna på naturgas, kol, olja och utsläppsrätter i Europa under 2022.

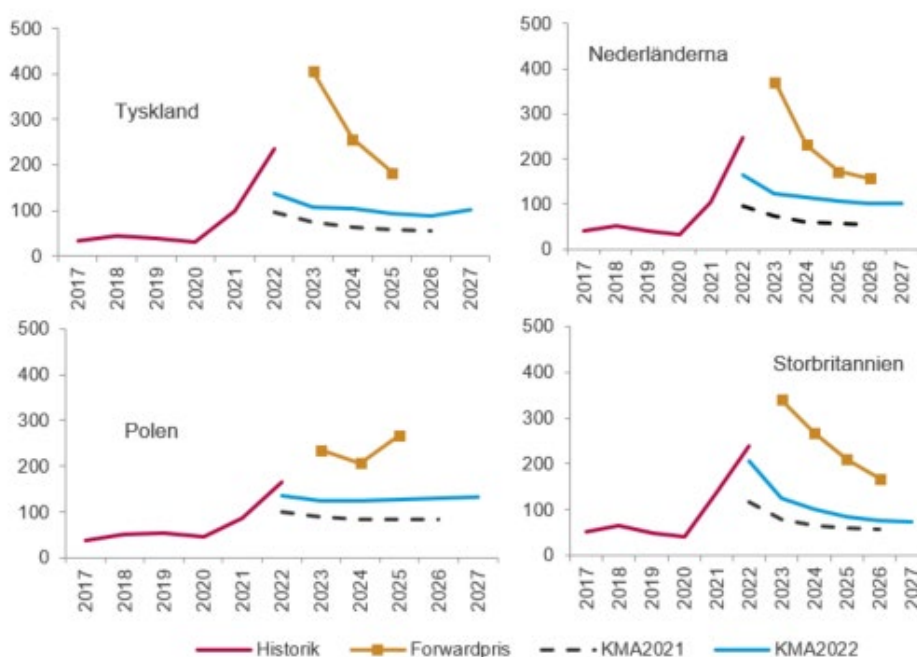


Figur 8 Antagna priser på utsläppsrätter och bränslen i KMA2021 och KMA2022.

2.1.10 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien

I elmarknadsmodellen BID3 har Europas elsystem simulerats. Modellen ger timvisa priser för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien som sedan har använts som fasta prisserier i elmarknadsmodellen EMPS.

I Figur 9 visas en jämförelse mellan de simulerade årsmedelpriserna för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien samt forwardpriset på den finansiella marknaden för de år som produkterna handlas för. Historik för åren 2017 till 2021 är inkluderad för att få en bild över prisutvecklingen. För att få en uppfattning om hur prisbilden ändrats sedan föregående KMA har även de simulerade priserna för KMA2021 inkluderats.

**Figur 9** Historiskt, simulerat och finansiellt årsmedelpris (euro/MWh) för de länder som Norden och Baltikum är eller kommer vara länkade till under analysperioden. Källa forwardpriser och historiska priser: Montel, november 2022.

De simulerade priserna i KMA2022 är högre än i KMA2021. Det är väntat då de antagna priserna på gas, kol, olja och utsläppsrätter är högre än de var i KMA2021.

Forwardpriserna ligger betydligt högre än de simulerade priserna för KMA2022, framförallt för 2023. Detta förklaras delvis med att modellerna inte fullt ut är utformade för att hantera det exceptionella läge som det Europeiska energisystemet befinner sig i. En orsak till detta är att tillgänglighetsprofiler för bland annat överföringskapacitet och produktion baseras på medelvärden av flera års historiska utfall (se till exempel avsnitt 2.1.1 *Kärnkraft* och 2.1.8 *Överföringskapaciteter*) och fångar inte de plötsliga förändringar som kan ske då till exempel ett kraftverk behöver stängas av på grund av fel – händelser som i dagens ansträngda läge kan få stora konsekvenser för elpris och prisskillnader. En annan förklaring till den stora skillnaden mellan simulerade priser och forwardpriserna är att det turbulenta omvärldsläget med hög volatilitet och osäkerhet på bland annat bränslemarknaderna innebär att forwardpriserna kan antas innehålla en större riskpremie jämfört med tidigare år.

2.2 Det finns behov av metodutveckling

Metoder och elmarknadsmodeller för att simulera kraftsystemet behöver utvecklas och anpassas efter de förändringar som sker i kraftsystemet och på elmarknaden.

År 2024 planeras den flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning och allokering i Norden²⁷ att införas. Det innebär en ny metod för beräkning av hur mycket kapacitet i transmissionsnätet som lämnas för handel på elmarknaden och ett nytt sätt att beskriva den. Med flödesbaserad kapacitetsberäkning och allokering kan större hänsyn tas till elens fysiska flöde i nätet och ett mer optimalt handelsutfall utifrån nätets fysiska förutsättningar kan erhållas. Resultatet förväntas bli bättre nyttjande av tillgänglig kapacitet. Införande av summaallokering är ett exempel på den optimering som flödesbaserad kapacitetsberäkning innebär.

Att övergå till en flödesbaserad metod innebär att vi behöver anpassa våra elmarknadsmodeller för prognostisering av prisbildning och flöden på elmarknaden. Ett utvecklingsarbete pågår för att införa flödesbaserade beräkningar i våra simuleringsverktyg. I denna KMA utgår kapaciteterna från NTC-metoden som tillämpas i Norden i dagsläget.

²⁷ De nordiska reglermyndigheterna har beslutat att flödesbaserad kapacitetsberäkning ska användas för kapacitetsberäkning och allokering för dagenföre- och intradaghandeln som följd av kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetsindelning och hantering av överbelastning.

En gemensam översyn av indelningen av elområden i Europa pågår och följer de ramar som finns i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) har, baserat på resultat av så kallade nodprissimuleringar, lämnat förslag på fyra alternativa elområdesindelningar för Sverige. Nu pågår ett arbete med att jämföra befintlig elområdesindelning och de fyra alternativen. Svenska kraftnät och övriga systemansvariga för överföringssystem kommer att slutföra översynen och lämna en rekommendation till medlemsländerna eller deras utsedda tillsynsmyndigheter om att ändra eller bibehålla nuvarande indelning²⁸ under 2023. Om översynen innebär en förändrad indelning av elområden kommer elmarknadsmodeller och metoder att uppdateras. En rimlig uppskattning är att förändringen kan vara genomförd som tidigast under 2025. I denna KMA har nuvarande nordiska elområden varit desamma för hela den simulerade perioden.

3 Resultat och analys

I detta kapitel presenteras resultat och analyser för att beskriva vilka utmaningar som förväntas för kraftsystemet under 2023-2027.

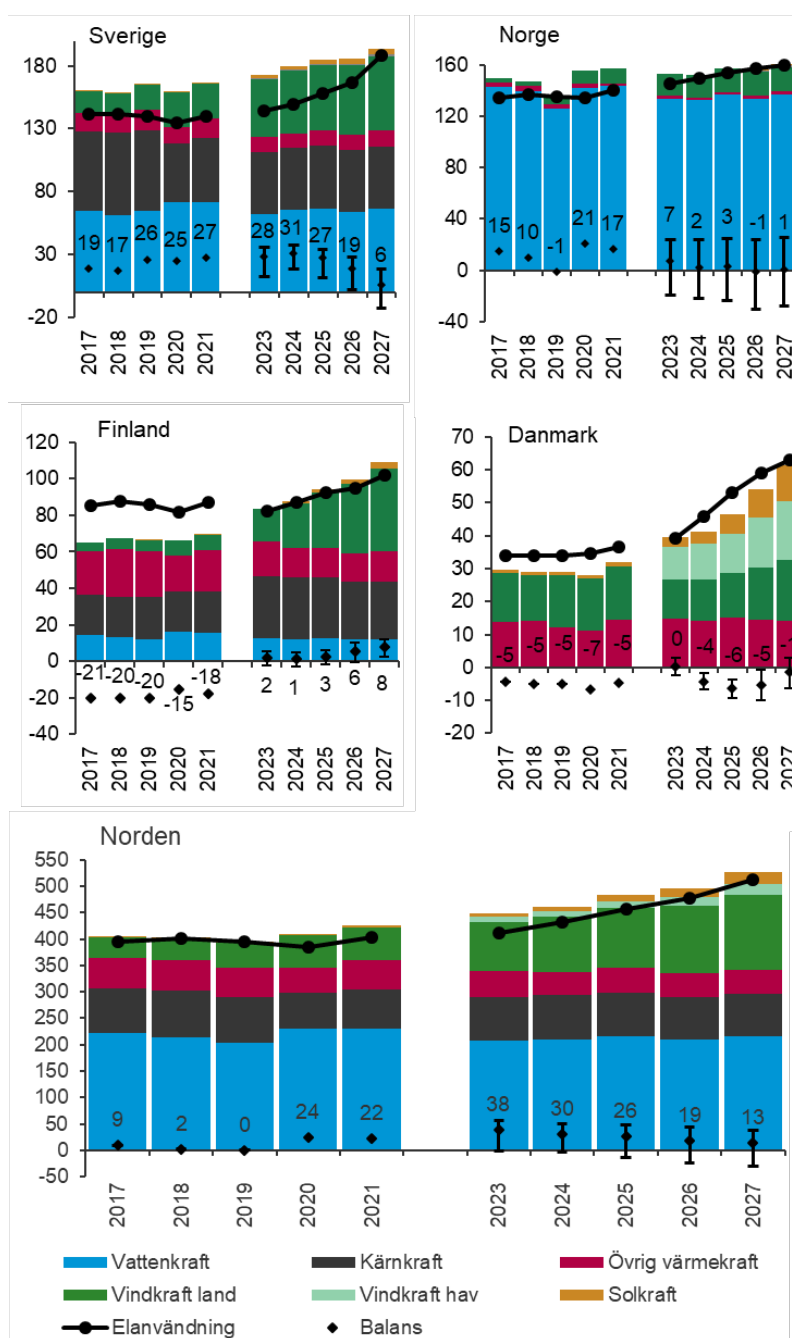
3.1 Elenergibalans

Årlig energibalans är skillnaden mellan produktion och användning 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 10 visas energibalans för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och elanvändning under analysåren. Även utfallet (ej temperaturkorrigerat) för åren 2017–2021²⁹ presenteras. De svarta klamrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med ungefär 20-30 TWh beroende på väderår.

²⁸ För mer information se: Elområdesöversyn | Svenska kraftnät (svk.se).

²⁹ Årlig statistik baseras på data från Energiföretagen Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark och Statistics Finland för Finland.



Figur 10 Produktion, elanvändning och resulterande energibalans (TWh) i Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per analysår. De svarta klammarna visar inom vilket spann årsenergibalansen ligger med hänsyn till de 35 väderår som använts i simuleringen. Siffrorna som visas för varje land och år är medelvärdet för nettobalansen för alla 35 väderår. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land". Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2017–2021, Energiföretagen för Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark, Statistikcentralen för Finland och övrig data Svenska kraftnät.

Sveriges energibalans är i medeltal positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör. Energiöverskottet minskar dock och mot slutet av perioden är energiöverskottet i medel 6 TWh i jämförelse med 28 TWh 2023. För vissa väderår får Sverige en negativ energibalans år 2027. Detta beror på en kraftigt ökad elanvändning och trots en stor utbyggnad av vindkraft så hinner inte produktionen byggas ut i samma takt som efterfrågan uppstår. Även Norges energibalans försämras under analysperioden på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. Finland däremot går från ett historiskt energiunderskott till ett överskott, som ökar under analysperioden. Detta beror på den nya kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 som antas i full drift från år 2023³⁰ samt en kraftig utbyggnad av vindkraft. Även elanvändningen ökar stort i Finland, men den nya elproduktionen överstiger efterfrågeökningen. Danmark fortsätter att ha ett energiunderskott på samma nivå som tidigare trots att vind- och solkraft ökar. Detta beror på att elanvändningen förväntas öka i samma utsträckning som ny elproduktion tillkommer. Sammantaget är Norden en nettoexportör på årsbasis men överskottet avtar från 38 till 13 TWh under analysperioden, och för en mindre andel väderår blir Norden nettoimportörer 2026 och 2027.

Elproduktionen från vatten- och kärnkraft samt övrig värmekraft är på liknande nivåer under hela analysperioden för Norden. Den ökade elanvändningen möts till stor del av ny landbaserad vindkraft. Även havsbaserad vindkraft och solkraft ökar under analysperioden och motsvarar fyra procent vardera av elproduktionen på nordisk nivå år 2027. Jämfört med KMA2021 senareläggs ökningen i elanvändning något och är mindre i början av perioden, men betydligt högre i slutet av perioden. Ökningen i elproduktion från vindkraft är dock större i årets KMA. Detta leder till att energibalansen i Norden är starkare i KMA2022 jämfört med KMA2021.

3.2 Elpriser

El handlas på den gemensamma europeiska elmarknaden och elpriset bestäms av utbud och efterfrågan. Elhandeln sker huvudsakligen på de olika elbörserna. Huvudvolymen handlas på den så kallade dagen-före-marknaden där el köps och säljs per timme för leverans nästa dygn. Det finns även en så kallad intradagmarknad där elhandlare och producenter kan handla sig i balans för kommande drifttimmar innevarande dygn. Detta behövs när utfallet närmare

³⁰ För mer information se [TVO - OL3 Power Output](#).

drifttimmen avviker från prognosen för inköp eller försäljning som gjorts dagen före.

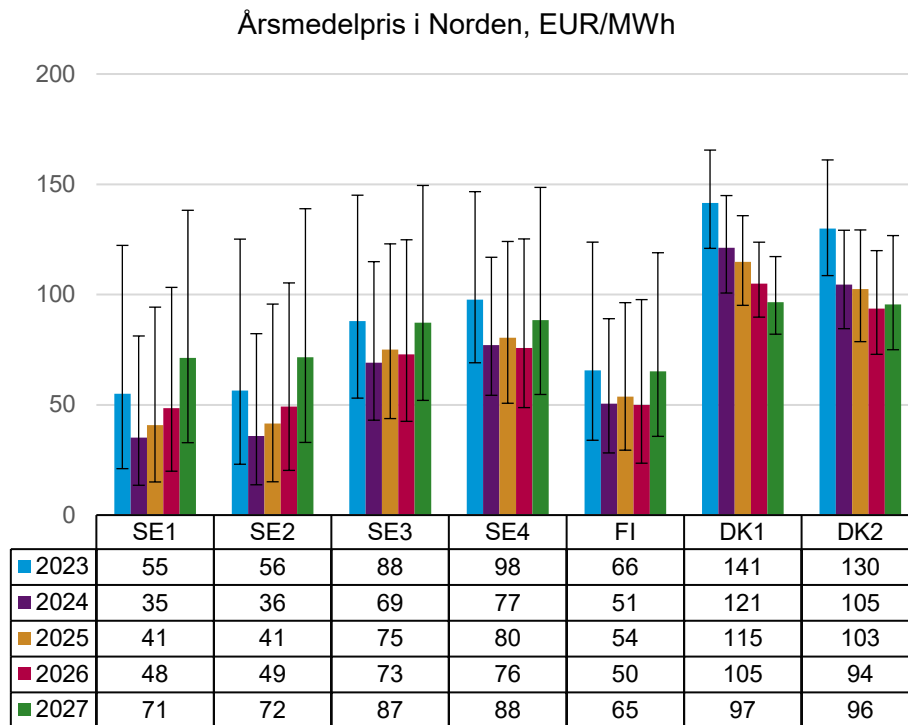
Sverige och Norden ska öka tidsupplösningen på elmarknaden och införa femton minuter som avräkningsperiod för obalanser³¹ och som handelsenhet, istället för handel per timme som det är i dag. Övergången sker i olika steg och femton minuter som handelsenhet på dagen-före-marknaden införs under 2024 i hela Norden. Syftet med förändringen är bland annat att underlätta att upprätthålla driftsäkerheten i det nordiska kraftsystemet. Med den högre tidsupplösningen kan effekterna av utvecklingen mot mer väderberoende produktion hanteras på ett bättre sätt, flexibiliteten ökar och det skapas mer korrekta prissignaler på elmarknaden³².

3.2.1 Årsmedelpris

I Figur 11, Figur 12 och Figur 13 visas simulerat årsmedelpris under analysperioden för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Klamrarna 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 har stor betydelse.

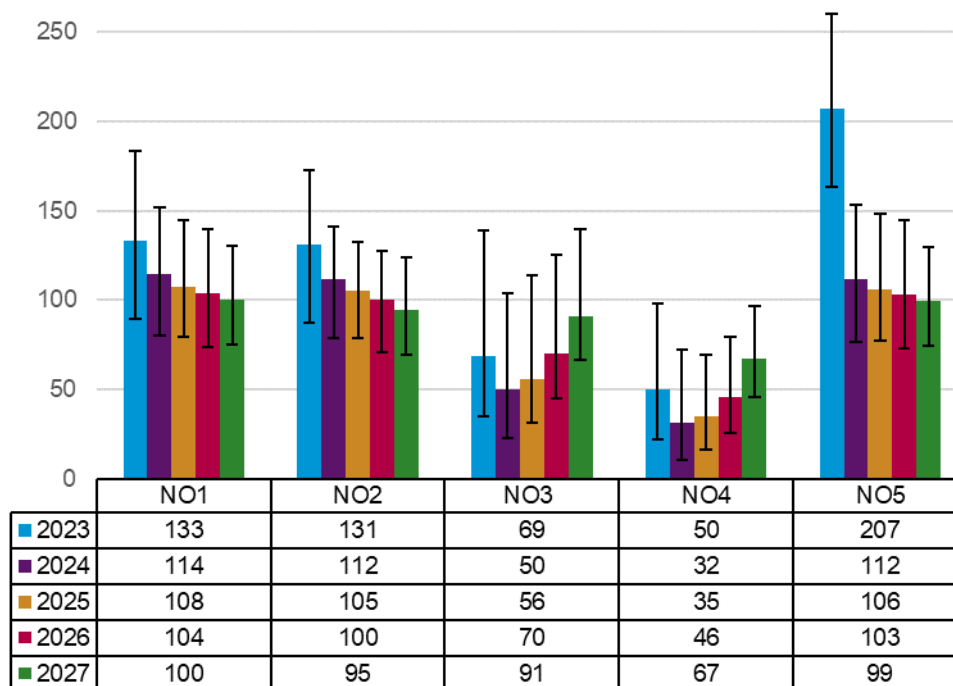
³¹ Enligt Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

³² För mer info se Utveckling av elmarknaden | Svenska kraftnät (svk.se).



Figur 11 Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland samt för Danmark. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris.

Årsmedelpris i norska elområden, EUR/MWh

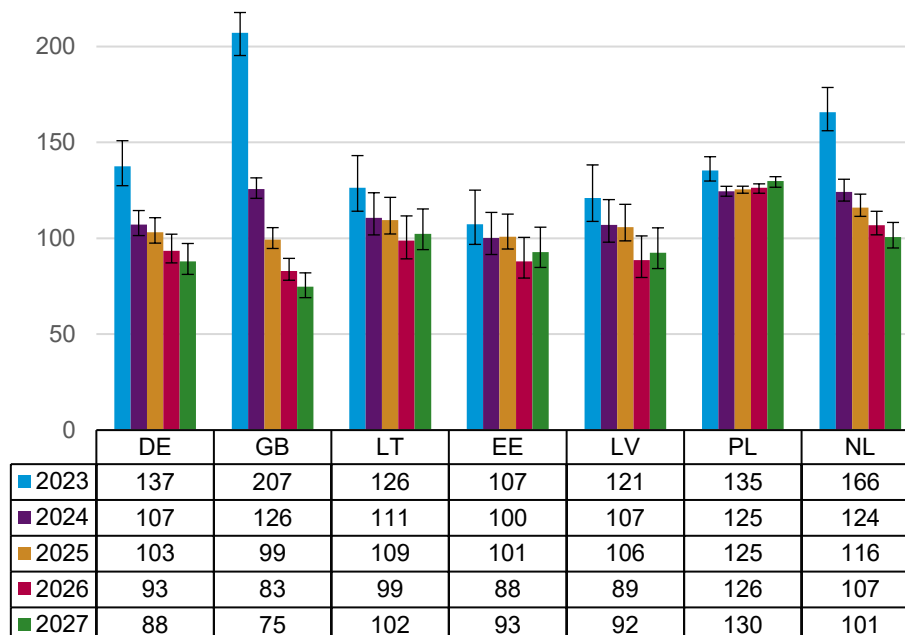


Figur 12 Årsmedelpris i elområden i Norge. Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

För samtliga elområden minskar årsmedelpriset kraftigt mellan år 2023 och 2024. Det höga priset år 2023 förklaras av betydligt högre bränslepriser som efter 2023 stegvis förväntas återgå till en lägre nivå, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*. I Danmark och södra Norge fortsätter priserna att sjunka stegvis under analysperioden trots en ökad elanvändning. Detta kan förklaras både av en ökad inhemsk produktion men också som följd av import från Storbritannien. I övriga elområden stabiliseras eller vänder priset uppåt igen vilket framförallt förklaras av den ökade elanvändningen. De ökade årsmedelpriserna i norra Sverige förklaras framförallt av att elanvändningen ökar kraftigt i SE1 som under perioder importerar el från SE2 och Finland. Priserna är generellt högre i länderna på kontinenten, se Figur 13, jämfört med priset i Norden.

I KMA2022 är årsmedelpriset betydligt högre i alla nordiska elområden 2023–2026 jämfört med tidigare KMA och i alla länder som är direkt kopplade till det nordiska kraftsystemet. Det förklaras bland annat av ökad efterfrågan på el samt högre bränslepriser, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*.

Årsmedelpris utanför Norden, EUR/MWh



Figur 13 Årsmedelpris utanför Norden. Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

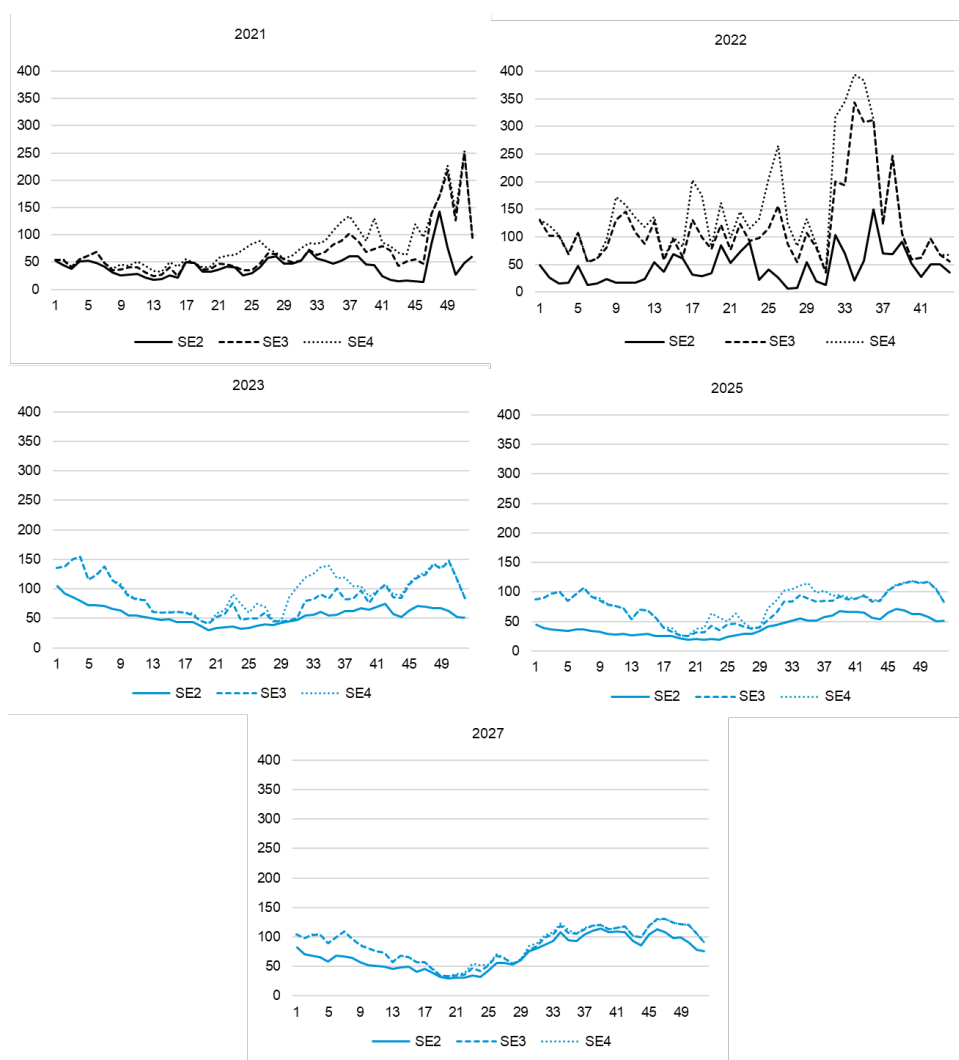
Att årsmedelpriset minskar i Tyskland, Storbritannien, Nederländerna och de baltiska länderna är till stor del en följd av att de höga bränslepriserna förväntas avta kraftigt under analysperioden. Generellt tillkommer dessutom mer förnybar elproduktion i länderna. I Storbritannien minskar priset med nästan 64 procent under analysperioden och får till följd att förbindelser till Danmark och Norge går från import till export, se Figur 24. Samtidigt minskar exporten från Finland till Estland, se Figur 23, och därtill byggs vindkraften ut både i Finland och i Baltikum.

3.2.2 Elpriser i Sverige

I Figur 14 visas medelpriset per vecka för SE2, SE3 och SE4, både för historiskt utfall för åren 2021 och 2022 (till och med oktober) och för simuleringsresultat för analysåren 2023, 2025 och 2027. År 2022 utmärker sig med höga elpriser för alla elområden och stora prisskillnader mellan norra Sverige (SE2) och södra Sverige (SE3 och SE4). Även mellan SE3 och SE4 är prisskillnaderna relativt stora under vissa perioder. De höga priserna mot slutet av 2021 och sedan under 2022 beror främst på höga bränslepriser som följd av

energikrisen. De höga bränslepriserna drev upp priserna på kontinenten, i Finland och Storbritannien, vilket i sin tur ledde till högre priser i de elområden med handelskapacitet till dessa områden. Under sommaren var överföringskapaciteten lägre för snitt 2 och snitt 4 på grund av underhåll i produktionsanläggningar och transmissionsnät.

Figur 14 visar att det fortsatt kommer att finnas en prisskillnad över snitt 2 och snitt 4 under analysåren. Under sommarhalvåret och hösten är den driftsäkra kapaciteten mellan SE3 och SE4 lägre på grund av underhåll i transmissionsnätet. Den längre driftsäkra kapaciteten i kombination med höga elpriser på kontinenten resulterar i en stor prisskillnad mellan SE3 och SE4 under sommarhalvåret. För snitt 2 fortsätter prisskillnaden vara som störst vintertid när behovet av att överföra effekt söderut är som störst. Det är viktigt att beakta att analysen ger medelvärden för 35 olika väderår. Det innebär att vissa värden är mycket höga, vilket drar upp medelvärdet.



Figur 14 Medelpris per vecka för SE2, SE3, och SE4 historiska data för år 2021 och fram till och med oktober år 2022. Källa: Nord Pool. Simulerat medelpris per vecka för SE2, SE3 och SE4 för år 2023, 2025 och 2027. Källa: Svenska kraftnät.

3.2.2.1 Prisvariation

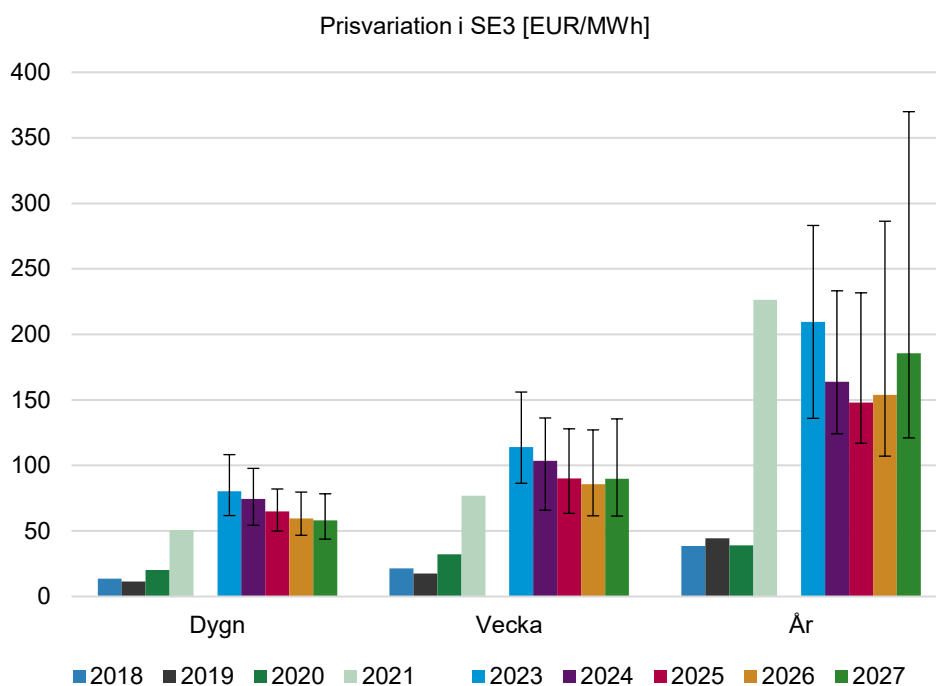
Prisvariationen analyseras i tre tidsupplösningar: *dygn*, *vecka* och *år*³³.

Prisvariation ger ett incitament för konsumenter och producenter att vara

³³ Prisvariation uttrycks som skillnaden mellan högsta och lägsta timpris under ett medeldygn, under en medelvecka, eller som skillnaden mellan högsta och lägsta veckomedelpris under ett år.

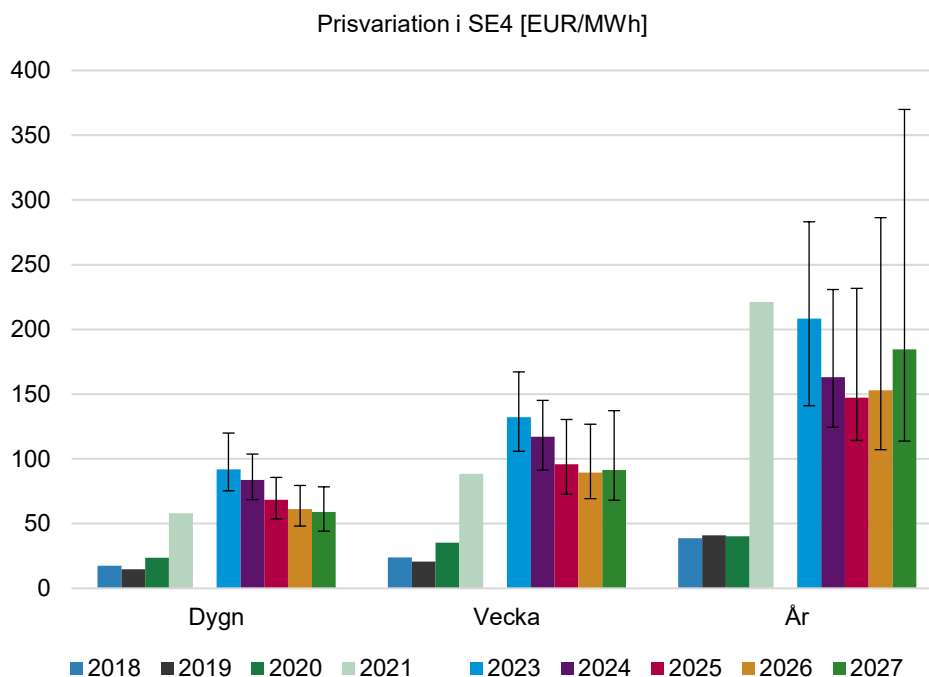
flexibla på elmarknaden och ett incitament till reglerbar elproduktion och lagring att byggas.

I Figur 15 och Figur 16 visas prisvariation över de olika tidsintervallerna för SE3 respektive SE4. Staplarna visar den genomsnittliga prisskillnaden och klamrarna spannet mellan det väderår som motsvarar högst respektive lägst prisvariation. Utfall för år 2018–2021 presenteras för att jämföra analysperioden med historiskt utfall.³⁴



Figur 15 Prisvariation för SE3 för de historiska åren 2018-2021 samt analysåren 2023-2027. Källa: Historiskt elpris Nord Pool Elspot och Svenska kraftnät.

³⁴ https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/ElspotPrices/xxxx_Hourly_EUR.



Figur 16 Prisvariation för SE4 för de historiska åren 2018-2021 samt analysåren 2023-2027. Källa: Historiskt elpris Nord Pool Elspot och Svenska kraftnät. Den genomsnittliga prisvariationen under analysperioden är som högst år 2023 för både SE3 och SE4.

Klamrarna visar att prisvariationen skiljer sig åt mycket mellan olika väderår. Detta gäller framförallt för tidsintervallet År, se staplar för År längst till höger i Figur 15 och Figur 16.

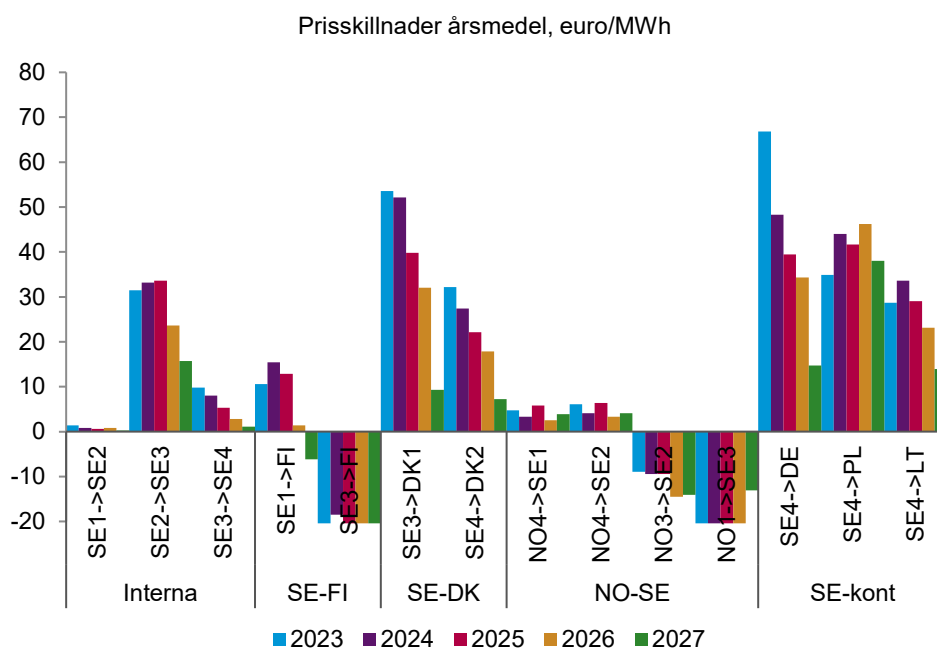
I både SE3 och SE4 är trenden att prisvariationen minskar mellan 2023 och 2026 för *Dygn* och *Vecka*, för att år 2027 vara på samma nivå som 2026 eller öka något. Även för *År* är trenden en minskning fram till år 2025, för att därefter öka något till 2026 och sedan öka relativt mycket till år 2027. Minskningen förklaras av att priset för kol och naturgas minskar kraftigt under början av analysperioden, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*, medan den ökade mängden vindkraft i kombination med ökad elanvändning driver upp prisvariationen mot slutet av analysperioden. Prisvariationerna är betydligt större än i KMA2021, vilket förklaras av de höga bränslepriserna och en ökad elanvändning som driver upp elpriserna, och en kraftigare utbyggnad av vindkraft som under perioder trycker ned priserna till mycket låga nivåer.

3.2.3 Prisskillnader mellan elområden

När överföringsbehovet överskrider kapaciteten för elhandeln mellan två områden (över ett snitt), blir det olika priser i de två områdena. Om

handelsflödet av el mellan elområden är lägre än tillgänglig överföringskapacitet blir det samma pris i elområdena. Skillnader i pris visar att det finns begränsningar inom eller mellan elområden, vilket indikerar ett behov av att förstärka transmissionsnätet eller att ny produktion bör tillkomma i högprisområdet.

I Figur 17 presenteras medelvärdet för prisskillnader över Sveriges interna och externa snitt för analysåren. Inom Sverige är det snitt 2 (SE2->SE3) och snitt 4 (SE3->SE4) som utgör flaskhalsar. Som kan utläsas i Figur 17 kommer prisskillnaden att vara fortsatt hög under analysperioden. För snitt 2 och snitt 4 sker en minskning av prisskillnaderna mot slutet av analysperioden, dock från höga nivåer. Minskningen förklaras delvis av de ökade elpriserna som följd av ökad efterfrågan i norra Sverige.



Figur 17 Prisskillnad för svenska snitt och utlandsförbindelser. Höjden på staplarna visar den genomsnittliga absoluta prisskillnaden, dvs prisskillnader åt båda hållen kan öka medelvärdet. Positivt värde betyder att priset i genomsnitt är högre i det elområde som står sist. Källa: Svenska kraftnät.

Prisskillnaden mellan SE1 och Finland är på en relativt hög nivå fram till 2025. Därefter minskar prisskillnaden vilket förklaras av att en tredje AC-förbindelse (Aurora Line) förväntas tas i drift i slutet av 2025 och ökad efterfrågan på el i SE1. Prisskillnaden mellan SE3 och Finland är på en liknande nivå hela

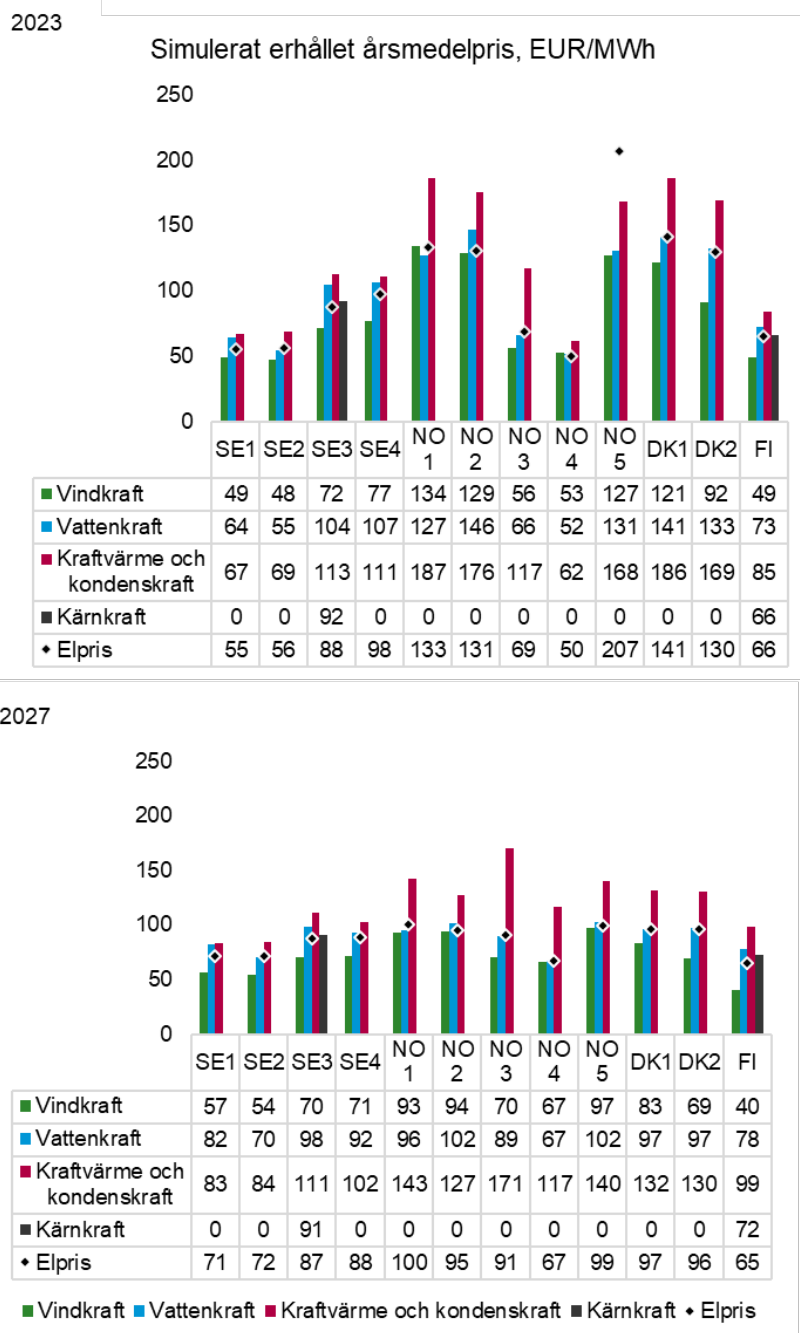
analysperioden. Prisskillnaden mellan SE4 och Tyskland är som högst år 2023 och minskar därefter i takt med att priserna för kol och naturgas går ned.

Prisskillnaden mellan norra Norge (NO4) och norra Sverige är positiv över hela perioden, vilket innebär att priset är högre i norra Sverige än i norra Norge. Elpriset i de södra norska elområdena påverkas av förbindelserna mot Tyskland och Storbritannien. Förbindelsen NordLink kommer fortsatt exportera till Tyskland största delen av tiden medan North Sea Link under perioden går från export till import från Storbritannien på årsbasis. Prisskillnaderna mellan SE4 och Polen är på en hög nivå under analysåren. Det kan förklaras av att minskningen av gaspriset inte påverkar elpriset i Polen i lika stor utsträckning eftersom de är mer kolberoende.

3.2.4 Erhållet elpris per kraftslag

Erhållet elpris är medelvärdet av det pris en producent får för den energi som sålts under ett år. Detta kan skilja sig från årsmedelpriset för el (vilket är medelvärdet av varje timmes elpris).

I Figur 18 visas en jämförelse mellan simulerat årsmedelpris per elområde och det årsmedelpris som erhålls per kraftslag för analysåren 2023 och 2027.



Figur 18 Simulerat erhållit årsmedelpris i euro/MWh per kraftslag jämfört med simulerat årsmedelpris för el 2023 och 2027. Källa: Svenska kraftnät.

Eftersom vindkraften inte har någon rörlig produktionskostnad och kan bjuda in till väldigt lågt pris, så sjunker i regel elpriset vid stor andel vindkraftsproduktion. Det erhållna årsmedelpriset för vindkraftsproducenterna blir därför generellt lägre än årsmedelpriset på el. Det simulerade erhållna

priset för vindkraftsel är lägre än årsmedelpriset i alla elområden både år 2023 och 2027, förutom i NO4 där vindkraften erhåller 2 euro/MWh mer än årsmedelpriset år 2023.

Precis som för vindkraft erhåller även övriga kraftslag ofta ett annat årsmedelpris än årsmedelpriset för el. Flexibel kraft, till exempel vattenkraft, kan följa elprisutvecklingen, och kan därför ofta ha ett högre erhållet pris än årsmedelpriset. Vattenkraften har ett erhållet pris strax över årsmedelpriset både 2023 och 2027. Några elområden sticker ut under denna analysperiod genom att vattenkraften erhåller lägre intäkter än årsmedelpriset, detta gäller i SE2, NO1, NO3 och NO5.

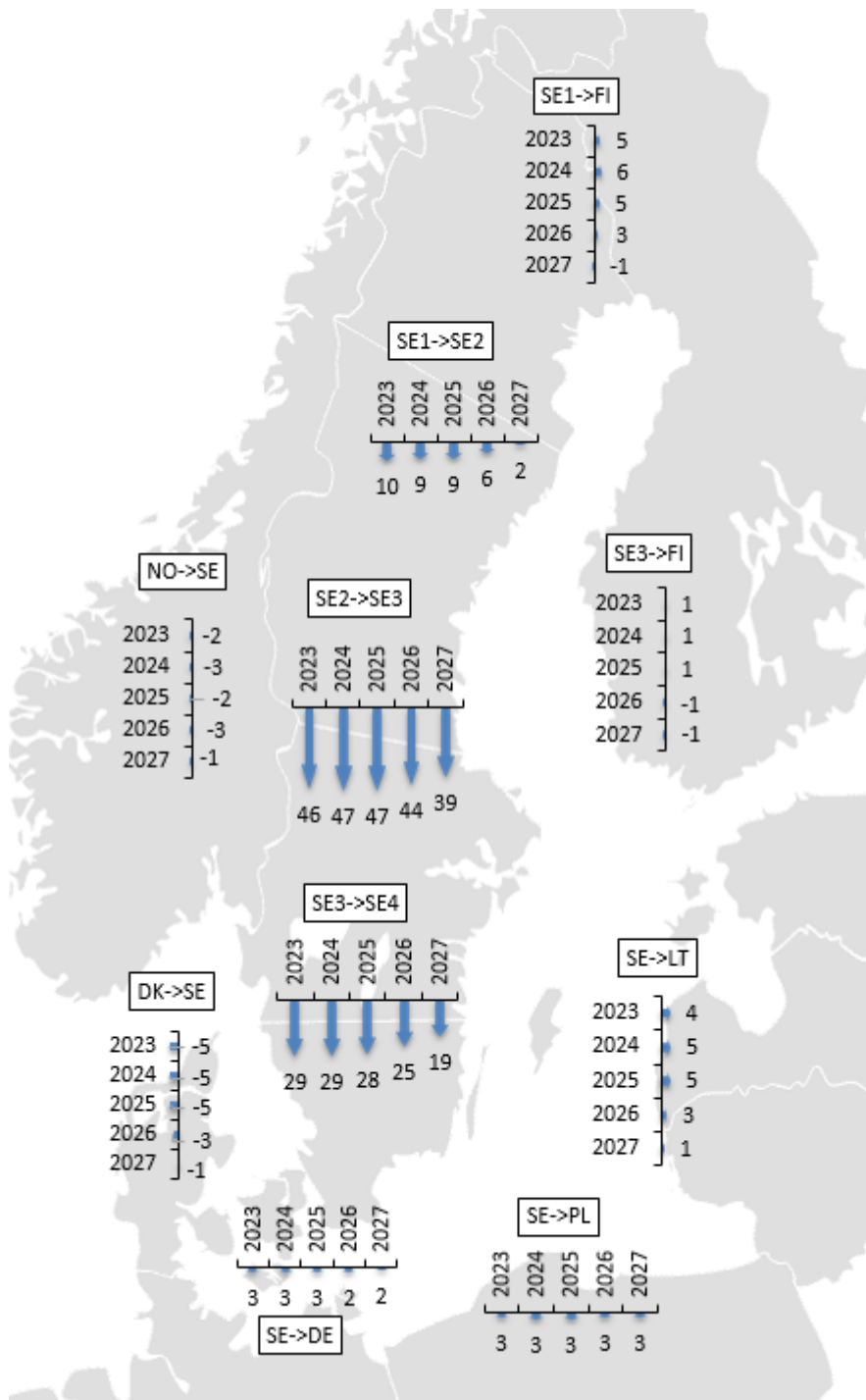
Jämfört med årsmedelpriset har kraftvärme och kondenskraft ett högre erhållet pris i alla områden både 2023 och 2027 förutom i NO5 år 2023. Dessa kraftverk producerar ofta mer under vintermånaderna när elpriset är högre och når högst erhållet pris av alla kraftslag för simulerade år. De kan dock ändå ha lönsamhetsproblem om antalet körtimmar är lågt. I Norge utgör de en relativt liten del av energibalansen, se Figur 10. I Norge innehåller denna kategori i princip bara kondenskraft som körs vid ansträngda situationer och det erhållna priset blir därför mycket högt.

I SE3 och Finland finns den nordiska kärnkraften. Den är inte flexibel på samma sätt som vattenkraft, kraftvärme och kondenskraft, men är ändå planerbar och det erhållna priset ligger nära årsmedelpriset under hela analysperioden.

Kraft som körs mindre variabelt, till exempel kärnkraft, följer ofta årsmedelpriset. Flexibiliteten för produktionsanläggningar kan begränsas av olika faktorer, exempelvis vattendomar i vattenkraftverk, säsongsbehov för värme med mera. Solenergi ingår inte i analysen då den fortfarande utgör en liten del av produktionsmixen i Sverige. Mindre flexibel elproduktion kan ibland bjuda in till negativa elpriser, till exempel för att det är förenat med en kostnad att snabbt minska elproduktionen.

3.3 Handelsflöden

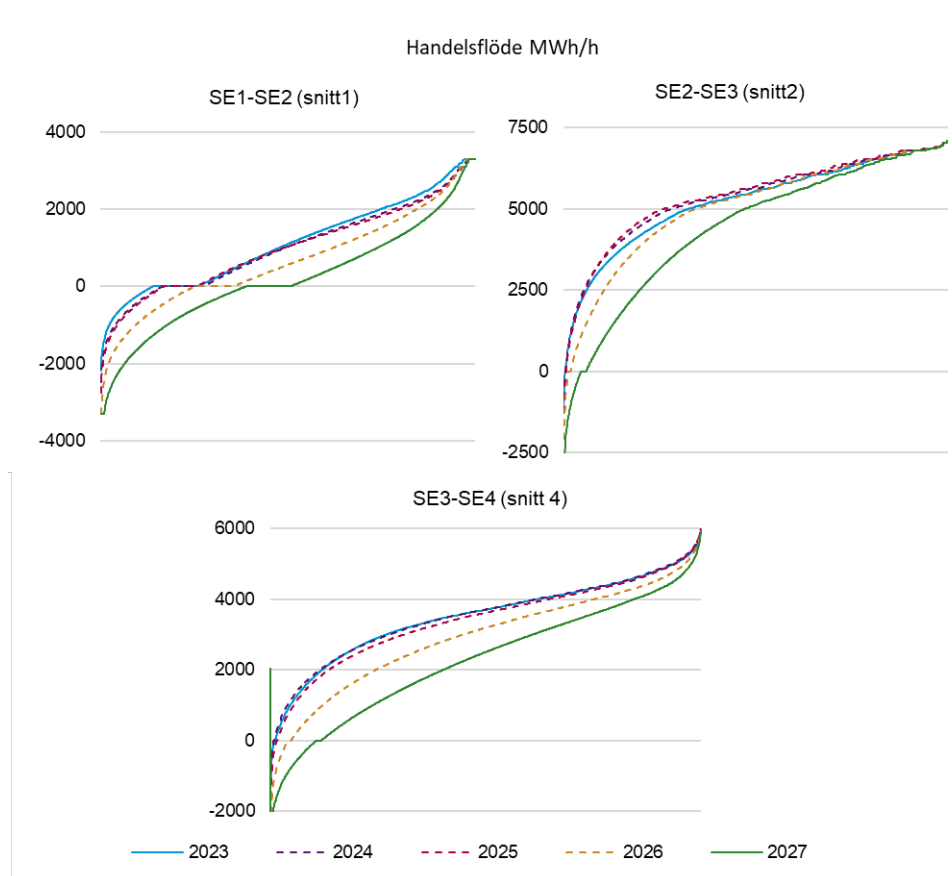
I Figur 19 redovisas de årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. De södergående flödena inom Sverige är på ungefär samma nivå fram till år 2025. Den ökade elanvändningen får genomslag i handelsflödet och minskar det södergående flödet i Sverige med störst påverkan mellan SE1 och SE2 och nettohandelsflödet från SE1 till Finland förändras från export till import 2027.



Figur 19 Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

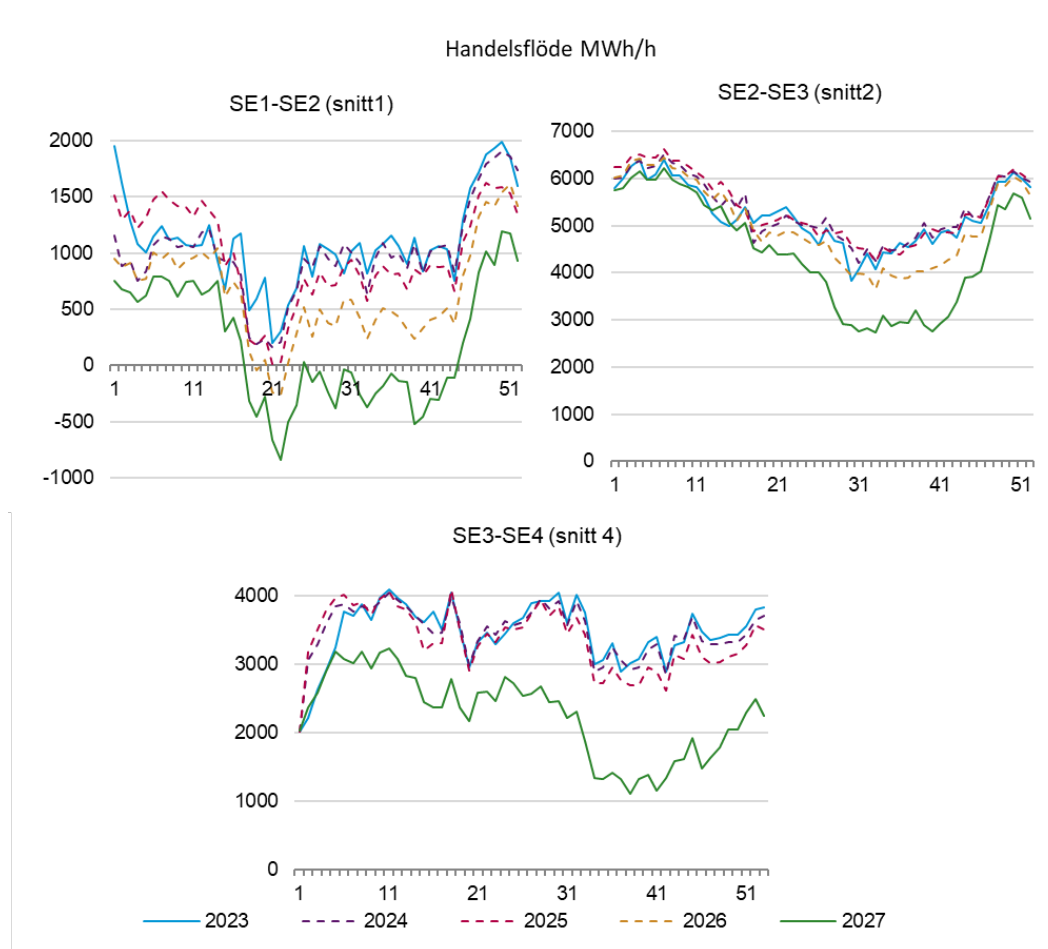
3.3.1.1 Handelsflöden i Sverige

I Figur 20 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram för de interna svenska snitten, det vill säga alla simulerade timmar för samtliga 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 20 Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät

I Figur 21 visas handelsflöden per vecka för de interna svenska snitten under analysåren.



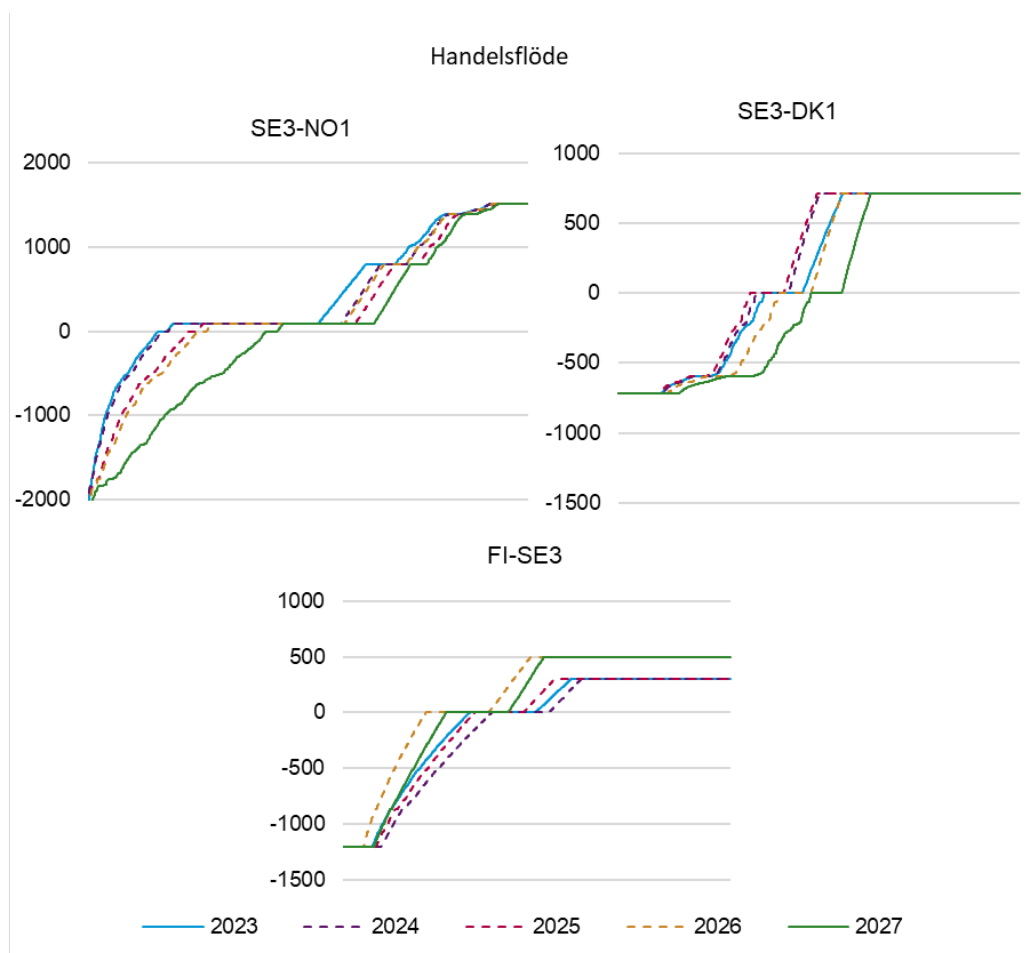
Figur 21 Medelflöden per vecka för de svenska snitten. Källa: Svenska kraftnät.

Det södergående flödet för de interna snitten i Figur 20 är ungefär detsamma mellan 2022 till 2025, men minskar därefter. För snitt 1 förekommer även norrgående flöden från SE2 till SE1 under 2026 och 2027. Under 2027 uppvisas norrgående flöden från maj till slutet av oktober. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut kraftigt under perioden samtidigt som elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Säsongsmönstret med störst överföring av el över snitt 1 och snitt 2 under vinterhalvåret kvarstår under analysperioden. Överföringen från SE3 till SE4 (snitt 4) har en något förskjuten säsongprofil med förhållandevis högt flöde under sommaren och lägst flöde under hösten. Det kan förklaras av att planerade avbrott för underhåll i större utsträckning genomförs under augusti och september och att tillgänglig överföringskapacitet därför är lägre under hösten.

3.3.1.2 Öst-västliga flöden

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, visas som varaktighetsdiagram i Figur 22.

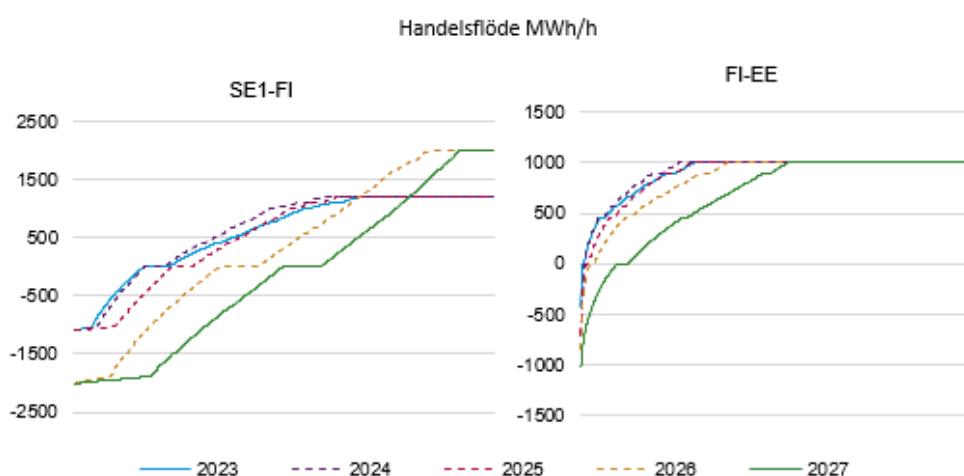


Figur 22 Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

Av Figur 22 framgår att andelen av tiden med import respektive export från Finland till SE3 varierar inom analysperioden. Importen från Finland till SE3 är i slutet av perioden högre än i början som en följd av att antagen handelskapacitet ökar från 300 till 500 MW från 2026. Andelen av tid med export till Norge från SE3 minskar under analysperioden medan export till Danmark från SE3 ökar under den första delen av analysperioden för att sedan minska och vara på en lägre nivå 2027 i jämförelse med 2023.

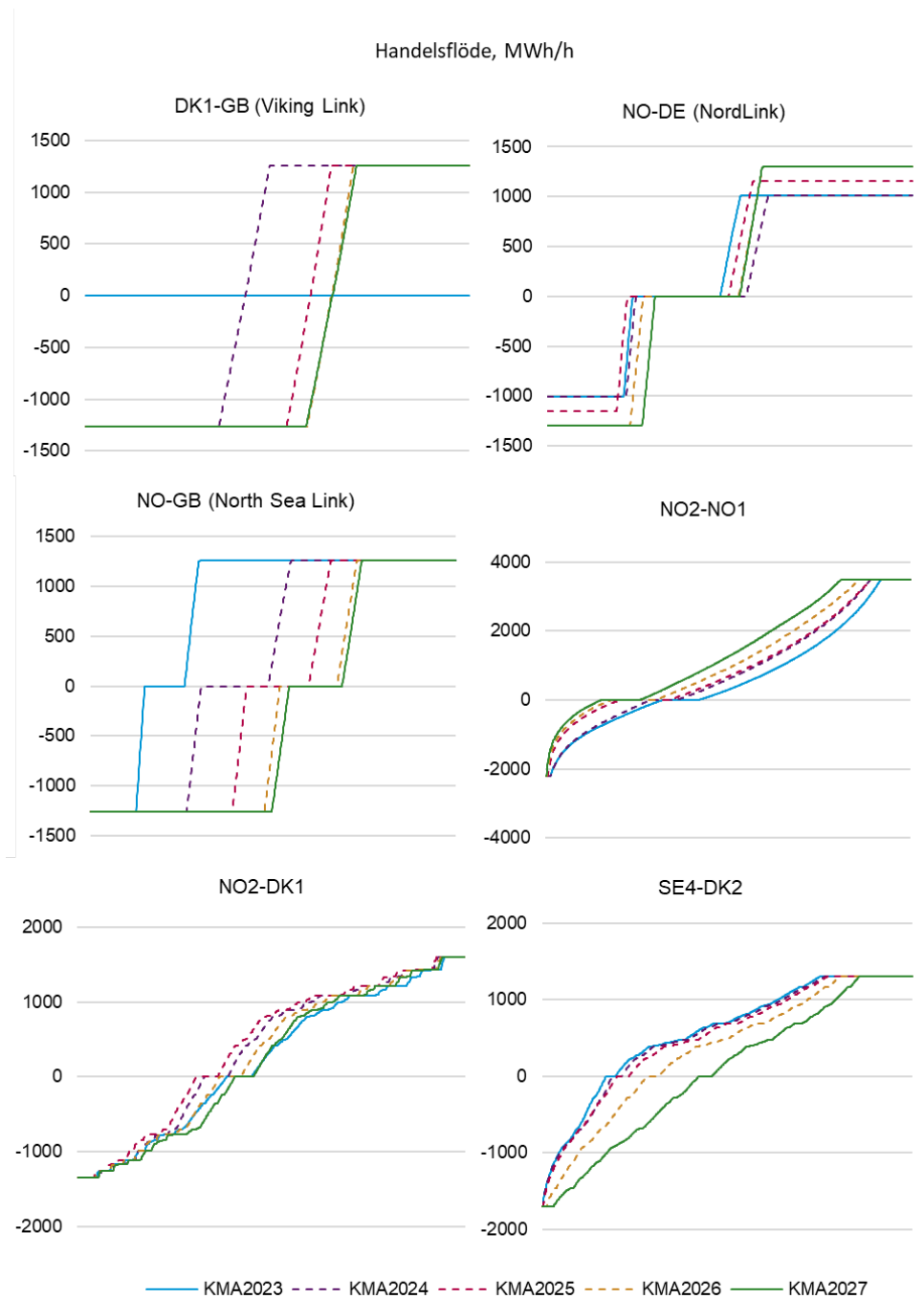
3.3.1.3 Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden

Handelsflödet mellan SE1 och Finland utgörs i början av perioden till stor del av export från Sverige till Finland. År 2026 sker en markant förändring med både en större mängd handel och större andel import från Finland. Detta kan förklaras av den nya ledningen Aurora Line som tas i drift i slutet av 2025 och den ökade elanvändningen i SE1 2026, se Figur 23 och Figur 19. Finland fortsätter att exportera till Estland stor del av tiden även om handelsflödet minskar under 2027.



Figur 23 Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige respektive Estland. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 24 visas handelsflödet på förbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt, se också Figur 22 för snitt SE3-NO1 och SE3-DK1.

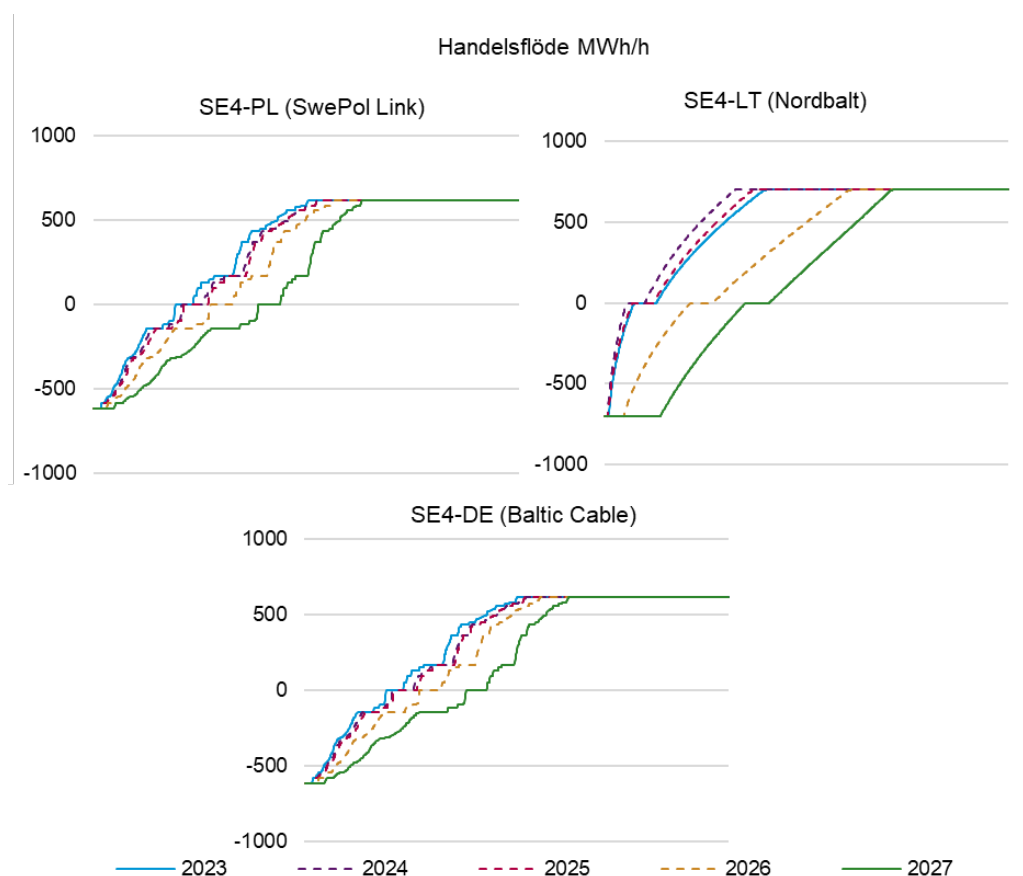


Figur 24 Varaktighet på handelsförbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

År 2024 tas den nya förbindelsen Viking Link i drift och nyttjas till export från Danmark till Storbritannien under cirka 60 procent av tiden. Under de sista åren i analysperioden förekommer dock import från Storbritannien till Danmark nästan två tredjedelen av tiden. Samma trend i förändring från export- till import uppvisas för North Sea Link från Norge till Storbritannien. Detta kan bland annat förklaras av den ökande produktionen från land- och havsbaserad vind samt solkraft som förväntas i Storbritannien och att överskottet av el i Norden minskar. Kapaciteten på förbindelsen NordLink ökar under perioden då interna nätbegränsningar avlägsnas, och andelen tid med export från Norge till Tyskland minskar något under den sista delen av analysperioden. Andelen export från SE4 till DK2 minskar markant under analysperioden.

3.3.1.4 Svenska handelsflöden över Östersjön

Flödet för Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 25. Exporten från Sverige till Polen och Tyskland minskar under analysperioden. Andelen export till Litauen ökar mellan 2023 till 2024 för att sedan minska. Att flödena är lägre i slutet av analysperioden kan förklaras av det ökade elbehovet i Sverige och den nya förbindelsen mellan Danmark och Tyskland. Att nettoårsenergiflödet från Sverige till Danmark, Tyskland och Litauen minskar under analysperioden visas också i Figur 19. Det årliga nettoflödet till Polen minskar också men det är en mindre minskning och framkommer därför inte i Figur 19.



Figur 25 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 kraftnät.

3.4 Kapacitetsavgifter

Kapacitetsavgifter uppkommer i dagen före-marknaden som en följd av prisskillnader mellan elområden och beräknas genom att multiplicera prisskillnaden med handelsflödet för varje timme. Kapacitetsavgifterna kan användas som en indikator på var det finns begränsningar i transmissionsnätet och eventuellt behov av förstärkningar. För att avgöra om en förstärkning är lönsam och prioriterad behöver dock alla relevanta nyttor och kostnader för investeringen studeras i en samhällsekonomisk analys.

Kapacitetsavgifter kan vara interna respektive externa. De kapacitetsavgifter som uppkommer inom landets gränser, det vill säga i Sveriges snitt 1, snitt 2 och snitt 4, kallas för interna kapacitetsavgifter. De interna kapacitetsavgifterna tillfaller i sin helhet Svenska kraftnät. Externa kapacitetsavgifter är de som uppkommer för de utlandsförbindelser som

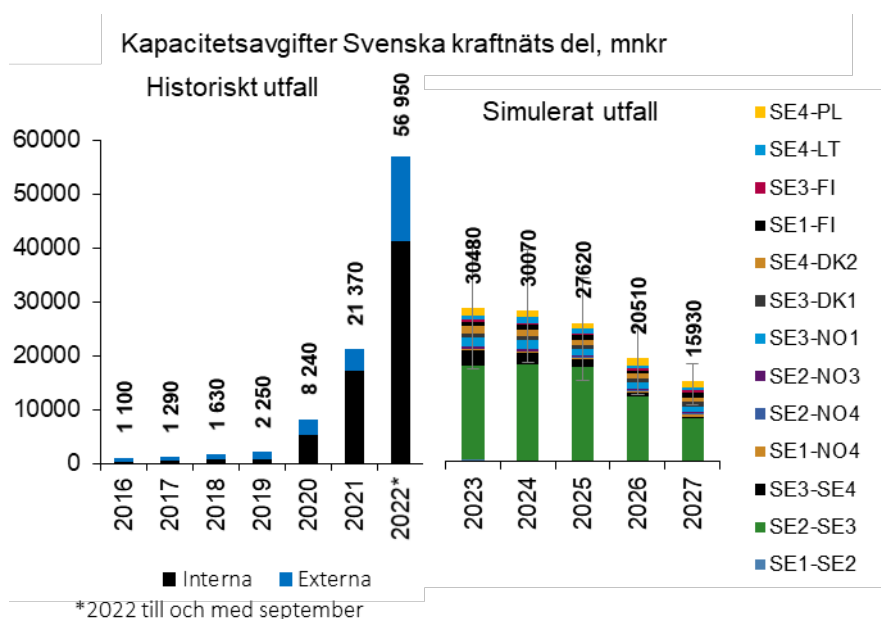
Sverige har till andra länder. De externa kapacitetsavgifterna delas i regel jämnt mellan Svenska kraftnät och motsvarande systemoperatör i det andra landet. Ett undantag är kapacitetsavgifter på Baltic Cable, likströmsförbindelsen mellan Sverige och Tyskland, som tillfaller ägaren Baltic Cable AB.

Hur de erhållna externa kapacitetsavgifterna får användas regleras av artikel 19 i elmarknadsförordningen³⁵. I första hand ska de användas till att garantera att tilldelad överföringskapacitet är tillgänglig, att optimera nyttjandet av nätkapaciteten eller att täcka kostnader för nätinvesteringar i syfte att öka handelskapaciteten mellan elområden. EU:s nödförordning gör det möjligt att använda kapacitetsavgifter för andra åtgärder. Från den 1 december 2022 är det exempelvis möjligt att finansiera åtgärder till stöd för elanvändare. Nödförordningen är dock tidsbegränsad och gäller till 31 december 2023. Alla sådana åtgärder ska först godkännas av tillsynsmyndigheten Energimarknadsinspektionen. Kapacitetsavgifter för år 2022 kommer delvis användas för att kompensera elkunder för höga elkostnader.³⁶

På grund av de specifika kriterierna för nyttjande av kapacitetsavgifter är det viktigt att följa utvecklingen för att i viss mån kunna planera för hur de ska användas. Det är dock svårt att prognosticera kapacitetsavgifterna då en rad faktorer påverkar utfallet, som tillgänglig elproduktion och överföringskapacitet, hydrologiska förhållanden, väderlek, konjunktur, bränsleprisnivåer med mera. I Figur 26 redovisas historiska kapacitetsavgifter för åren 2016 till och med september 2022 och simulerade kapacitetsavgifter för analysåren. Simuleringsresultatet visas som medel för de 35 väderåren uppdelat per snitt. Klamrarna visar utfallsrummet för det väderår med högst respektive lägst inflöde av kapacitetsavgifter.

³⁵ Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

³⁶ Mer info hittas på Svenska kraftnäts hemsida <https://www.svk.se/stod-till-elanvandare/>



Figur 26 Till vänster visas historiskt årligt inflöde av kapacitetsavgifter för perioden 2016 fram till och med september 2022 uppdelade på interna och externa snitt. Till höger visas simulerat årsmedelinflöde av kapacitetsavgifterna³⁷ fördelat per snitt och analysår. Utfallet för kapacitetsavgifterna för väderåret med högst respektive lägst inflöde representeras av klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 26 visar att inflödet av kapacitetsavgifter 2022 är betydligt högre än för 2021. Den energikris som uppstått som en följd av bland annat Rysslands invasionskrig mot Ukraina, låg kärnkraftsproduktion i Frankrike, knappa magasinsnivåer i södra Norge, försening av kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 och reparationsarbete på Ringhals 4 har inneburit rekordhöga elpriser och prisskillnader. Precis som för 2021 är det handelskorridorerna SE2>SE3, SE3>SE4 och SE1>FI som står för en majoritet av inflödet av kapacitetsavgifter med cirka 58, 14 respektive 9 procent till och med september 2022. Att inflödet av kapacitetsavgifter för snitt 2 är högt förklaras både av höga prisskillnader mellan elområde SE2 och SE3 men också av att volymen överförd el är stor.

De simulerade kapacitetsavgifterna är betydligt högre än i KMA2021. Samtidigt är det inte osannolikt att kapacitetsavgifterna för kommande år blir högre än

³⁷ De simulerade kapacitetsavgifterna på snitten mellan Sverige och Litauen respektive Polen antas till hälften tillfalla Svenska kraftnät. Från och med år 2017, tillfaller egentligen 25 procent av de kapacitetsavgifter som uppstår Svenska kraftnät då kraft transiteras från Sverige till Litauen via det nyetablerade virtuella elområdet "PLA" i Polen. Källa: Svenska kraftnät.

simuleringsresultaten bland annat då modellerna inte fullt ut är utformade för att hantera det exceptionella läge som det Europeiska energisystemet befinner sig i (se även avsnitt *2.1.10 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien*). I början av analysperioden 2023–2025 är prisskillnaderna fortsatt relativt höga, vilket genererar ett relativt högt inflöde av kapacitetsavgifter. Under analysperioden minskar de totala kapacitetsavgifterna framförallt över snitt 2 (i absoluta tal) då prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige utjämnas.

3.5 Effekttillräcklighet

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, efterfrågefleksibilitet och import. Svenska kraftnät kan i ansträngda effektsituationer aktivera effektreserven som upphandlats i förväg.

Effektreserven består av 562 MW från det oljeeldade Karlshamnverket i SE4 och ska finnas tillgänglig under vinterperioden (16 november till 15 mars) fram till att avtalet löper ut i mars 2025. Räcker inte detta måste man som sista utväg manuellt koppla bort elförbrukning. Manuell förbrukningsfrånkoppling har ännu aldrig behövt göras i Sverige.

I elmarknadsförordningen³⁸ anges ramar för hur ett medlemsland ska beräkna effektbrist och att det ska göras med en probabilistisk metod. Metodutveckling pågår, både internationellt (framförallt inom ENTSO-Es arbete ERAA, European Resource Adequacy Assessment) och nationellt hos Svenska kraftnät. För att Sverige ska ha möjlighet att bibehålla någon typ av kapacitetsmekanism, till exempel en strategisk reserv (effektreserven), när nuvarande avtal för effektreserven löper ut måste en genomsnittlig effektbrist per år som är större än den så kallade tillförlitlighetsnormen uppvisas i den studie som ENTSO-E tar fram och som ska godkännas av ACER eller i en nationell bedömning om effekttillräcklighet³⁹. Regeringen tog den 17 november 2022 beslut om en tillförlitlighetsnorm som uppgår till 1 timme per år. Regeringen har också gett i uppdrag till Energimarknadsinspektionen att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen och vid behov föreslå en uppdaterad siffra⁴⁰.

³⁸ Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

³⁹ Artikel 24 Elmarknadsförordningen.

⁴⁰ [uppdrag-att-arligen-berakna-tillforlittighetsnormen-for-sverige \(regeringen.se\)](https://www.regeringen.se/uppdrag-att-arligen-berakna-tillforlittighetsnormen-for-sverige).

3.5.1 Risk för effektbrist

Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med elanvändningen kan risken för effektbrist för varje elområde utvärderas. De 35 väderåren har simulerats sju gånger vardera för varje år i analysperioden⁴¹. Detta för att få ett säkrare statistiskt underlag, då avbrott i produktionsanläggningar och på överföringsförbindelser skapas slumpmässigt enligt inmatade avbrottstal⁴². Utöver avbrotten är tillgängligheten för överföring och produktion baserad på profiler för historisk tillgänglighet, se avsnitt 2.1.8 *Överföringskapaciteter*. Metoden är stokastisk vilket innebär att ett stort antal simuleringar görs och att medelvärdet används som resultat.

När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket mäts i LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE mäts i tid (antal timmar per år med effektbrist). EENS mäts i antal MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras. Effektreserven är tillgänglig i dessa simuleringar fram tills att avtalet löper ut 15 mars 2025. Störningsreserven är inte inkluderad. Ingen ekonomisk hänsyn tas, det vill säga så länge produktions- och överföringskapacitet finns så kommer tillgänglig effekt transporteras dit den efterfrågas, oavsett hur höga priserna blir. Bara överföringsbegränsningar mellan elområden beaktas. Begränsningar inom elområden beaktas inte⁴³.

I effekttillräcklighetsanalyserna för år 2023 antas Ringhals 4 vara ur drift till 23 februari 2023 och Olkiluoto 3 i Finland tas i drift 22 januari 2023⁴⁴. Utöver grundfallet undersöks ett fall där effektreserven bevaras hela analysperioden (i grundfallet försvinner effektreserven 16 mars 2025) och ett fall där all elanvändning i hela Europa (inklusive Norden och Sverige) minskar med fem procent under alla timmar och hela analysperioden.

⁴¹ Det vill säga 245 simuleringar av årets alla timmar för varje analysår.

⁴² Antal procent av tiden under ett år som en anläggning eller överföringsförbindelse i genomsnitt är oplanerat otillgänglig. Avbrottstalen är kopplade till anläggningstyp respektive förbindelsetyp.

⁴³ När interna begränsningar leder till att reducera kapaciteter mellan elområden (snitt), såsom de östvästliga flödena gjort det senaste året, beaktas de i simuleringen genom att de påverkar de tillgänglighetsprofiler för snitt som används.

⁴⁴ För övriga analyser i den här rapporten se avsnitt 2.1.1 *Kärnkraft* för mer information om antagande.

Tabell 9. Genomsnittlig simulerad effektbrist för Sverige. LOLE anger hur ofta effektbrist uppstår i minst ett svenskt elområde. EENS anger summan av EENS för alla svenska elområden. Även LOLE för två känsligheter visas i tabellen. Källa: Svenska kraftnät.

	2023	2024	2025	2026	2027
LOLE (h/år)	0,2	<0,1	0,4	1,0	9,6
EENS (GWh/år)	0,1	<0,1	0,1	0,4	6,6
LOLE (känslighet effektreserv kvar)			0,1	0,5	5,9
LOLE (känslighet minskad elanvändning)	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	1,9

Den genomsnittliga simulerade risken för effektbrist är lägre än tillförlitlighetsnormen under början av analysperioden för att öka kraftigt mot slutet. För kommande vinter (2022/2023) är den dock högre än den varit tidigare vintrar, på grund av flera störningar i kärnkraftsproduktionen och kriget i Ukraina som påverkat bränsletillgången på kontinenten. Under de första åren i analysperioden uppstår bara effektbrist i södra Sverige, men brist uppstår även i norra Sverige (SE1 och SE2) från 2026. Den är dock något lägre där (LOLE för norra Sverige är 0,6 respektive 9,0 timmar för 2026 och 2027). Den höga effektbristen är i huvudsak en konsekvens av kraftigt ökad elanvändning samtidigt som produktion inte tillkommer i samma takt. Jämfört med analysen som gjordes i KMA2021 har risken för effektbrist ökat.

LOLE skiljer sig inte mellan SE3 och SE4 för något analysår, vilket det gör i den analys som gjordes i Winter Outlook⁴⁵, där bristen blev större i SE4. Svenska kraftnät bedömer inte att snitt 4 kommer vara påtagligt begränsande under ansträngda tidpunkter, så att LOLE i KMA2022 är samma i SE3 och SE4 är väntat. Vidare är LOLE generellt högre i Winter Outlook: 1,3 timmar för kommande vinter. Detta är dock utan effektreserv, och med all import från Polen stoppad. Med effektreserv (men fortfarande utan import från Polen) blir LOLE i Winter Outlook 0,4 timmar för SE4, vilket är jämförbart med siffran som presenteras i Tabell 9 (0,2 timmar). Initiala observationer under vecka 50 2022, med kyla i hela Europa och Ringhals 4 och Oskarshamn 3 ur drift, har dock visat att import från Polen har varit möjlig.

⁴⁵ [Winter Outlook 2022–2023 \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu).

Nuvarande avtal om effektreserv löper ut 16 mars 2025. Då simulerad effektbrist (LOLE) mot slutet av analysperioden är högre än tillförlitlighetsnormen (1 timme per år) skulle detta kunna motivera en bibehållen kapacitetsmekanism (effektreserv är en sådan) i enlighet med elmarknadsförordningen. Även ERAA 2022⁴⁶, som tas fram av ENTSO-E, och som utgör laglig grund för bibehållen eller ny kapacitetsmekanism visar på högre LOLE än tillförlitlighetsnormen för år 2025 och 2027 (LOLE är 2,0 respektive 5,1 timmar per år). Även om KMA och ERAA inkluderar liknande probabilistiska metoder för att beräkna LOLE, så finns vissa skillnader i indata och metodik.

Effektreserven har 2021 och 2022 vid några tillfällen försatts i förhöjd beredskap, vilket indikerar att det finns utmaningar med effekttillräcklighet redan i dag. Om effektreserven inte är möjlig att ha kvar efter 2025 skulle det påverka effekttillräckligheten negativt och även driftsäkerheten. I många av de situationer där effektreserven har försatts i höjd beredskap de senaste åren är det för att säkerställa tillräckliga möjligheter till uppreglering, om ett fel skulle inträffa som begränsar överföringskapacitet mellan elområden eller ett produktionsbortfall.

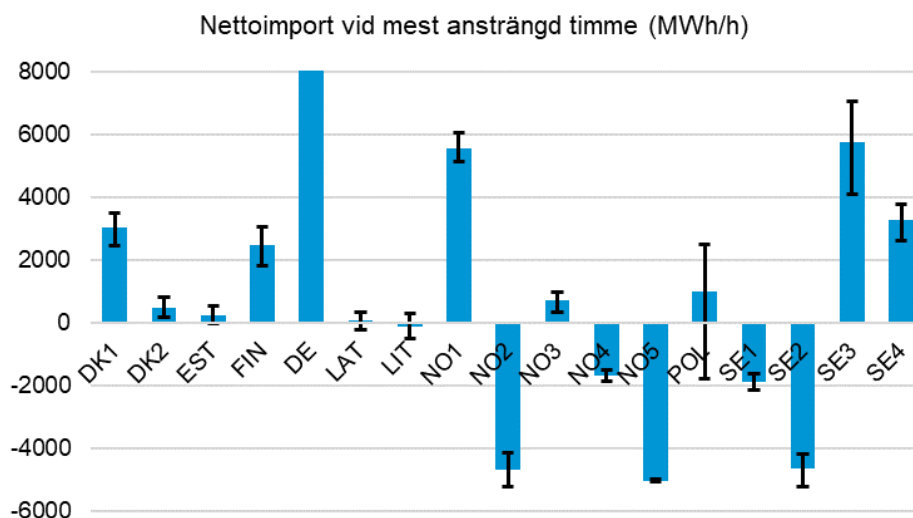
Två känslighetsanalyser presenterades i detta kapitel, en med bibehållen effektreserv hela perioden och en med minskad elanvändning, se i Tabell 9. Om effektreserven är kvar hela analysperioden (istället för att försvinna 2025) minskar effektbristen 2025-2027 märkbart. Vid fem procent minskad förbrukning i hela Europa sjunker effektbristen ännu kraftigare. För 2027 är den dock fortfarande högre än tillförlitlighetsnormen.

3.5.2 Simulerad nettoimport

Ett annat sätt att bedöma effekttillräcklighet är att se på nettoimport (inflödet minus utflödet) per elområde. Nettoimporten per elområde visas i Figur 27 vid den mest ansträngda timmen för respektive område. Värdet som anges motsvarar medelvärdet för den mest ansträngda timmen⁴⁷ för analysåret 2025 (mitten av analysperioden). Figur 27 visar hur effekten rör sig mellan elområdena givet effektbehov, flaskhalsar, produktions- och överföringsmöjligheter. Detta ger en indikation om varje elområdes effektsituation och därmed i någon mån dess möjlighet att bidra med effekt till närliggande elområden vid ansträngda situationer.

⁴⁶ [ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](#).

⁴⁷ Timmen då effektbalansen (om även import beaktats) varit som lägst för det aktuella elområdet. Mest ansträngd timme kan alltså vara olika timmar i olika elområden.



Figur 27 Nettoimport vid mest ansträngd simulerad timme för modellåret 2025 för respektive elområde. Negativt värde innebär att elområdet har nettoexport under sin mest ansträngda timme. Klammrarna visar importen motsvarande 10:e och 90:e percentilen för de 245 simuleringarna. Stapeln för Tyskland är bruten, värdet är 14 400. Källa: Svenska kraftnät.

Resultat i Figur 27 visar att Osloområdet (NO1) samt södra Sverige har stor nettoimport vid ansträngda timmar. Även Tyskland, Polen, Danmark och Finland har nettoimport. Norra Sverige och delar av Norge har stor produktion i relation till elanvändning och därmed ofta effektöverskott, vilket ses som nettoexport i Figur 27. Den totala volymen tillgänglig effekt som kan överföras till bristområden vid ett specifikt tillfälle är svårt att uppskatta, men Figur 27 indikerar att importmöjligheterna för att täcka underskottet i södra Sverige är mycket begränsade.

En annan metod för att bedöma effektillräcklighet är genom nationell effektbalans, vilket bedömer importbehovet. Mer om den metoden finns att läsa i Svenska kraftnäts rapport ”Kraftbalansen på den svenska elmarknaden”⁴⁸ som utkommer varje år.

3.6 Frekvensstabilitet och andel kraftelektronik

För att elsystemet ska fungera måste det hela tiden vara balans mellan produktion och elanvändning. Frekvensen är ett mått på hur väl balansen hålls

⁴⁸ [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022 \(svk.se\).](#)

och det svenska elsystemet är utformat för en jämn frekvens på 50 Hz⁴⁹. En del kraftslag, framförallt vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft som är ansluten via synkrongeneratorer, har egenskapen att de bidrar med rotationsenergi till kraftsystemet. Rotationsenergi är ett mått på hur väl ett elsystem kan motverka plötsliga frekvensförändringar. Historiskt har rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet varit god, men i och med nedläggningen av kraftslag som bidrar med rotationsenergi, till exempel kärnkraft och kraftvärme, minskar denna. Det innebär ett mer störningskänsligt system. Ökningen av vindkraftsproduktion och import via likströmsförbindelserna kan konkurrera ut ytterligare produktion som bidrar med rotationsenergi, vilket gör att den minskar ytterligare.

3.6.1 Rotationsenergi

Rotationsenergi utgörs av upplagrad energi i de roterande mekaniska delarna hos produktionsanläggningar som är synkront anslutna till kraftsystemet, som turbiner och generatorer⁵⁰. Systemets totala rotationsenergi beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin inom synkronområdet⁵¹. I KMA2022 har den totala rotationsenergin uppskattats genom att anta en tröghetskonstant per produktionslag som sedan kombinerats med aktuell produktionsmix för varje timme. Produktionen varje timme inom synkronområdet för kraftslagen vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft (i Norden huvudsakligen kraftvärme) har använts för denna uppskattning. Denna metod är värdefull för att titta på trender men enskilda värden bör tolkas med försiktighet.

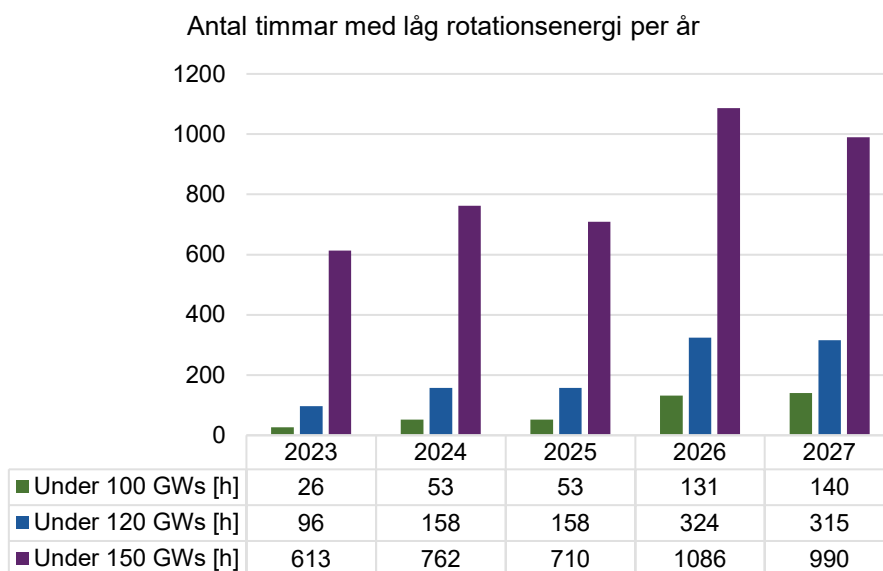
Låg rotationsenergi kan göra det svårare att upprätthålla frekvensstabiliteten i systemet och då blir det mer känsligt för störningar. I Figur 28 visas antal timmar per år som har en uppskattad rotationsenergi lägre än gränserna 150, 120 respektive 100 GWs (gigawatt-sekunder) under analysperioden. Vid rotationsenergi lägre än 150 GWs är det vanligt att den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv FFR (Fast Frequency Reserve) behöver upphandlas. Gränsen 120 GWs är den föreslagna robusta stabilitetsgränsen för reserven

⁴⁹ Om förbrukningen är högre än produktionen sjunker frekvensen, och om produktionen är högre än förbrukningen stiger frekvensen. Inom intervallet 49,9-50,1 Hz befinner sig elsystemet i så kallad normaldrift.

⁵⁰ En generator i ett storskaligt vattenkraftverk är ett exempel på en synkrongenerator. Den är synkront kopplad till nätet, till skillnad från en generator som behöver en frekvensomriktare mellan generatoren och nätet (eftersom de har olika frekvens), exempelvis vissa vindkraftverk.

⁵¹ Hur mycket rotationsenergi en generator eller turbin kan bidra med beror på nominellt varvtal och masströghetsmoment och kan beräknas som produkten av maskinens märkeffekt och dess tröghetskonstant.

FCR-N (frekvenshållningsreserver vid normaldrift).⁵² Gränsen 100 GWs illustreras för att visa när rotationsenergin är kritiskt låg.



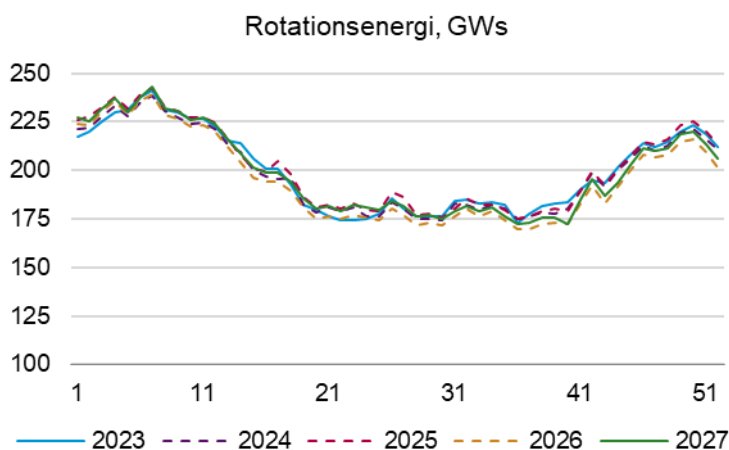
Figur 28 Uppskattat antal timmar med låg rotationsenergi per analysår i det nordiska synkronområdet. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 28 visas att tillfällena med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden och är också högre i jämförelse med historiska nivåer. Det är i huvudsak en konsekvens av större andel icke synkrona kraftverk i elsystemet och handeln över HVDC-ledningar med kontinenten. Antalet timmar med rotationsenergi lägre än 150 GWs, då FFR vanligen behöver upphandlas, varierar under analysperioden men är betydligt högre 2027 än 2023. Även tillfällena med rotationsenergi under de två lägre gränsvärdena ökar, men kontinuerligt under hela analysperioden. Det gör också produktionen från vindkraft som är icke-synkront ansluten, samtidigt som en kontinuerlig kapacitetsminskning i kraftvärme och kondenskraftverk sker, se Figur 3 och Tabell 3. Den befintliga synkrona elproduktionen kommer också tidvis att generera mindre elkraft då behovet och elpriset är lågt, vilket innebär en lägre nivå av rotationsenergi i systemet vid dessa tillfällen även när den installerade kapaciteten inte förändras.

I Figur 29 visas medelvärde per vecka för rotationsenergi i Norden. Rotationsenergin är lägre under vår och sommar vilket beror på att kärnkraften

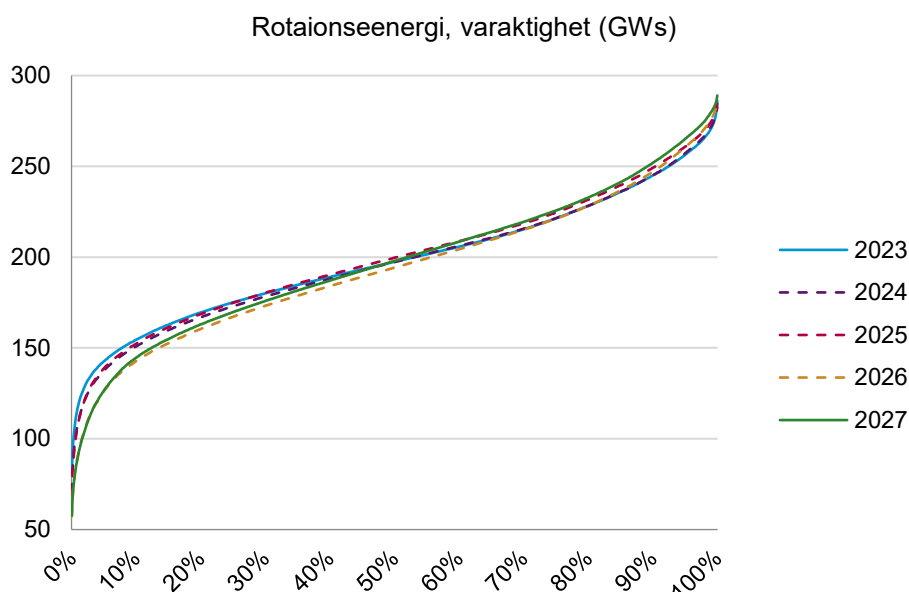
⁵² Enligt det gemensamma nordiska designkravet för frekvenshållningsreserver vid normaldrift.

har revision under denna period och att elanvändningen är lägre. Att elanvändningen är lägre innebär att produktion, också är på en lägre nivå och det är oftare produktionsanläggningar som bidrar med rotationsenergi som uteblir.



Figur 29 Medelvärde per vecka för rotationsenergi i Norden. Källa: Svenska kraftnät.

För att se spridning av rotationsenergin visas varaktighetsdiagram i Figur 30. Under analysperioden ökar skillnaden mellan lägsta och högsta rotationsenergi vilket kan förklaras av högre andel förnybar elproduktion i kraftsystemet.



Figur 30 Varaktighetsdiagram för rotationsenergi (GWs) andelen tid av under året och för analysperioden. Källa: Svenska kraftnät.

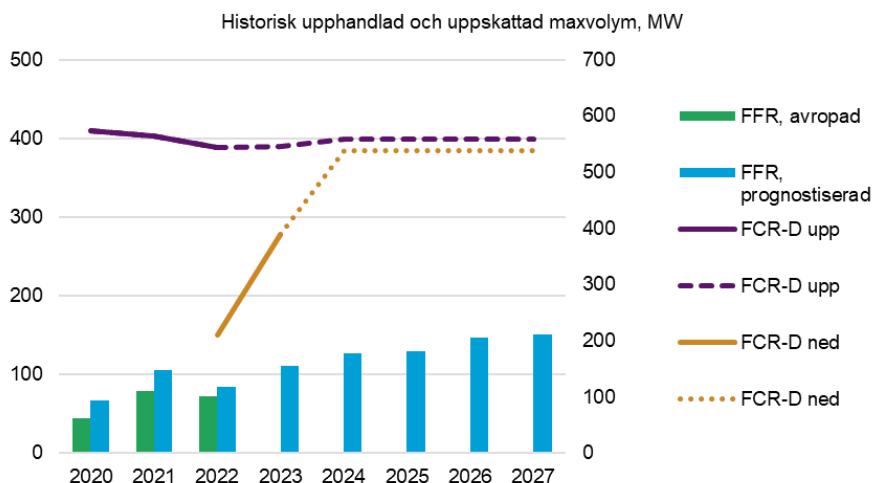
3.6.2 Behovet av avhjälpande åtgärder och stödtjänster

Den historiskt upphandlande och uppskattad maxvolym av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv (FFR) och stödtjänsterna frekvenshållningsreserv för störd drift uppreglering, FCR-D uppreglering (FCR-D upp) och frekvenshållningsreserv störning nedreglering (FCR-D ned), visas i Figur 31. Den avhjälpande åtgärden FFR infördes under 2020 för att hantera situationer med låg rotationsenergi.

Mängden FFR som behöver upphandlas baseras på det största dimensionerade felfallet i varje givet ögonblick och hur mycket rotationsenergi som finns i systemet. I Figur 31 visas prognosticerad maxvolym som visar vilket behov vi har haft enligt prognos och den volym som faktiskt skulle ha behövts avropas. Att prognosticerad volym är större än avropad innebär att det har saknats tillräckligt mängd FFR. Att det är större skillnad mellan uppskattat och avropat behov för FFR i jämförelse med FCR-D upp förklaras av att det är en mer etablerad marknad för FCR-D upp.

Stödtjänsterna FCR-D upp och FCR-D ned är frekvensreserver som används vid störning. Upphandlad volym aktiveras automatiskt i frekvensintervallet 49,50–49,90 Hz och 50,1–50,5 Hz för FCR-D upp respektive FCR-D ned. Stödtjänsten FCR-D ned introducerades under 2022 och upphandlingsvolym har stegvis ökat under 2022, från 75 till 210 MW, och kommer fortsätta att öka. Eftersom marknaden är ny kommer volymkravet att utvärderas kvartalsvis

med målsättning att handla upp 100 procent av uppskattad maxvolym under 2024.



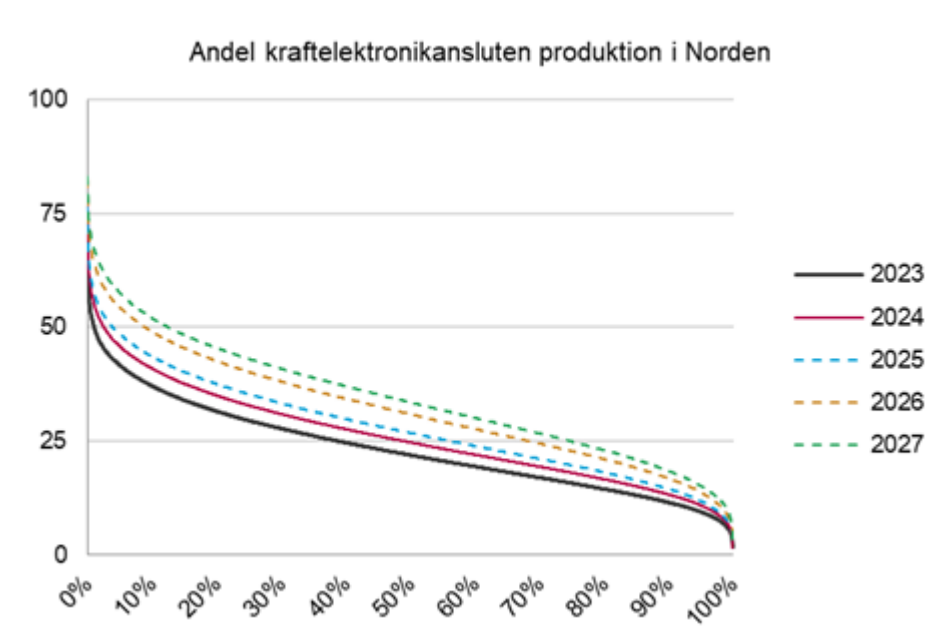
Figur 31 Historisk upphandlad och uppskattad maxvolym av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreglering (FFR) och stödtjänster för frekvenshållningsreserv för störd drift uppregering (FCR-D upp) och störd drift nedreglering (FCR-D ned). *Observera att FCR-D upp och FCR-D ned använder skalan på den högra axeln. Källa: Svenska kraftnät.

3.6.3 Andel kraftelektronikansluten produktion

Det elsystem och den elmarknad som har utvecklats sedan 1890-talet, då trefasssystemet först introducerades, domineras av roterande maskiner och i synnerhet synkrogeneratorn och de tjänster som behövs för att stötta ett sådant system. Den elkraftsteori som beskriver stora elsystem är till stor del baserad på egenskaper hos synkrogeneratorn, och hur den interagerar med resten av elsystemet avseende utbyte av aktiv och reaktiv effekt. Uppbyggnaden och utvecklingen av elsystemen och elmarknaderna under 1900-talet har i stort skett hand i hand med utvecklingen av synkrogeneratorn. Stora elsystem är i dag designade så att de kräver en viss andel roterande maskiner för att vara stabila och driftsäkra.

Teknikutveckling och utbyggnaden av förnybar elproduktion har inneburit att allt mer produktion och även elanvändning ansluts till kraftsystemet via kraftelektronik. En låg andel anläggningar som ansluts på detta sätt har en begränsad systempåverkan men en hög andel förändrar kraftsystemet och dess egenskaper. En ökande andel kraftelektronikansluten produktion skapar behov av nya förmågor. Kraftelektronikansluten produktion kan med rätt design bidra till att tillgodose de nya behov som de ger upphov till i systemet. Det är därför viktigt att de nya behoven tydliggörs och att rätt krav ställs vid anslutning och drift.

I Figur 32 visas uppskattad andel kraftelektronikansluten produktion samt import över HVDC i Norden under analysperioden. Figuren visar ett genomsnitt för hela det nordiska synkronsystemet. Andelen kraftelektronikansluten produktion kan således vara högre i lokala och regionala delar av systemet. För att driva kraftsystemet med väldigt hög andel kraftelektronikansluten produktion behöver Svenska kraftnät anpassa och skärpa kravställningen på till exempel likströmsförbindelser, anläggningar för spänningsreglering, samt på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare, till exempel vind- och solkraft och batterisystem. Ett annat möjligt kompletterande alternativ är att använda synkronkompensatorer för att därigenom öka andelen roterande maskiner.



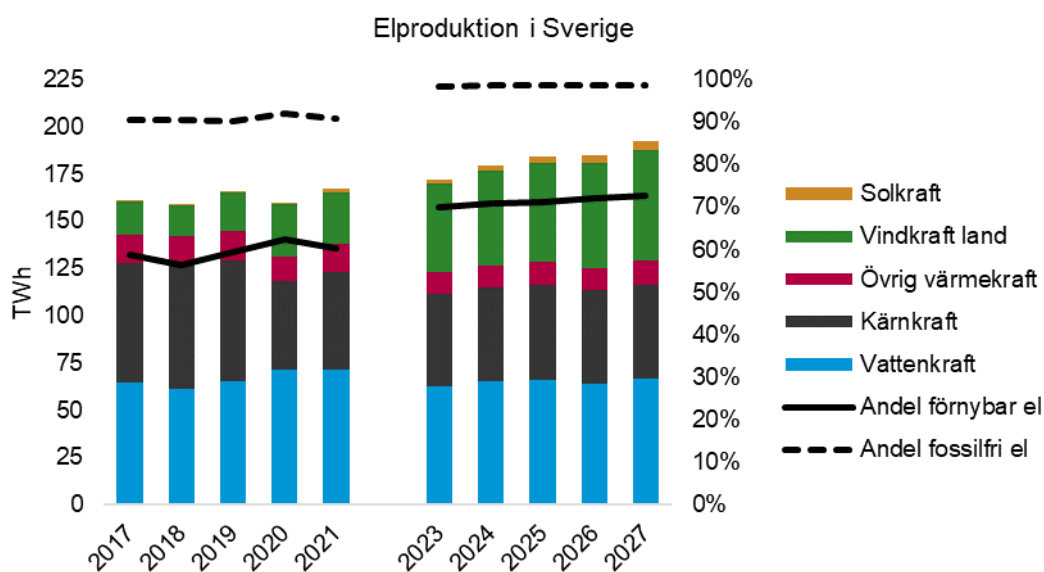
Figur 32 Uppskattad andel kraftelektronikansluten produktion i Norden. Där y-axeln visar andel kraftelektronikansluten produktion och x-axel visar andelen tid per år. Källa: Svenska kraftnät.

3.7 Andel fossilfri och förnybar el fortsätter öka

I Figur 33 visas elproduktion och andel fossilfri⁵³ och förnybar elproduktion per år i Sverige, historiskt för 2017–2021 och simulerade värden för 2023–2027. Begreppet elproduktion som redovisas här omfattar den el som är

⁵³ I regeringsförklaringen har regeringen aviserat att 100 procent förnybart ska ändras till 100 procent fossilfritt, för mer information se [regeringsförklaringen-2022.pdf \(regeringen.se\)](#).

tillgänglig på dagen-före marknaden. Andelen förnybart bränsle i övrig värmekraft antas vara densamma för analysperioden som för år 2019. Under analysperioden ökar andelen förnybar och fossilfri elproduktion från cirka 70 procent till 73 procent respektive 98 procent till 99 procent, vilket förklaras av den kraftiga ökningen av vindkraft. Ökad andel fossilfri och förnybar elproduktion innebär att det finns förutsättningar att nå de energipolitiska målen, och det bidrar till förutsättningen att nå miljökvalitetsmålen och målen i det klimatpolitiska ramverket.



Figur 33 Elproduktion (TWh) inklusive fossilfri och förnybar elproduktion (%), använder skalan på den högra axeln) per år i Sverige, utfall för åren 2017–2021 och simulerat för perioden 2023–2027. Källa: Statistik för elproduktion år 2017–2021 Energiföretagen Sverige. Statistik för andel förnybar elproduktion i övrig värmekraft Energimyndigheten. Andel förnybar elproduktion för år 2023–2027 baseras på antagande om samma andel i kraftvärme som år 2019. Övrig data från Svenska kraftnät.

4 Slutsatser

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

Energisituationen i EU är mycket osäker. Den energikris som uppstått innebär att utvecklingen av omvärldsläget och hastiga förändringar i stor omfattning påverkar kraftsystemet. För att fortlöpande hantera utvecklingen kommer Svenska kraftnät fortsätta att genomföra analyser bland annat för effekttillräcklighet för kommande vinter vid behov.

Svenska kraftnät arbetar också med utveckling av nya tekniska- och marknadslösningar i olika projekt och uppdrag för att adressera flera av de utmaningar som beskrivs i rapporten.

4.1 Höga elpriser under 2023 som därefter minskar för att sedan öka

Under 2023 och 2024 kan de höga elpriserna i Sverige förklaras av de betydligt högre bränslepriserna (Figur 8, Figur 11, Figur 12, och Figur 13) som antas avta under analysperioden. Att priserna i Sverige ökar från 2025 förklaras av den kraftiga ökningen av elanvändningen. Tillkommande industrietableringar leder till mer än en fördubbling av elanvändningen i SE1. Den utveckling som sker rörande etablering av nya industrier går snabbt. Industrierna har ambitiösa tidsplaner och Svenska kraftnät agerar för att möta dessa utifrån förutsättningar att genomföra nödvändig nätutveckling. Erfarenheter från stora investeringsprojekt visar också att osäkerheter kan senarelägga tidplaner vilket i så fall kan medföra att vissa analysresultat får genomslag först efter slutet av analysperioden för KMA2022.

Som följd av den energikris som råder i Europa har bränslepriser och därmed elpriser varit rekordhöga under 2022. Det har även varit en stor prisvariation inom elområden och extrema prisskillnader mellan elområden. De stora prisskillnaderna över både snitt 2 och snitt 4 har medfört det hittills högsta inflödet av kapacitetsavgifter (Figur 260). Inflödet av kapacitetsavgifter uppvisar fortsatt höga nivåer, framförallt under 2023-2024 för att sedan avta. Att prisskillnaden (Figur 17) minskar över snitt 2 förklaras av att elpriserna ökar framförallt i Sveriges norra delar till följd av den ökade elanvändningen.

Prisvariationerna är betydligt större än i KMA2021, vilket förklaras av att höga bränslepriser och en ökad elanvändning driver upp elpriserna, parallellt som en kraftig utbyggnad av förnybar elproduktion under perioder trycker ned priserna till mycket låga nivåer. Stor prisvariation innebär ett ökat incitament

för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden och ett incitament till reglerbar elproduktion och lagring att byggas.

4.2 Sverige och Norden förblir nettoexportör men elenergiöverskottet minskar

Sverige fortsätter vara nettoexportör, men elenergiöverskottet minskar från 28 till 6 TWh under analysperioden och för vissa väderår får Sverige en negativ energibalans år 2027. Detta beror på en kraftigt ökad elanvändning under analysperioden och trots en stor utbyggnad av vindkraft så hinner inte produktionen byggas ut i samma takt som efterfrågan spås öka.

Finland går från ett historiskt elenergiunderskott till ett överskott, som ökar under analysperioden. Detta beror på tillkommande produktion från den nya kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 samt en kraftig utbyggnad av vindkraft som överstiger den ökade elanvändningen. Sammantaget är Norden en nettoexportör på årsbasis men överskottet avtar från 38 till 13 TWh under analysperioden, och för några väderår blir Norden nettoimportörer 2026 och 2027.

4.3 Handelsflöden förändras inom samt till och från Norden

Höga årliga flöden från norra till södra Sverige fortsätter under hela analysperioden men minskar som följd av att elanvändningen ökar i SE1. Från 2026 uppstår också veckor med norrgående flöden från SE2 till SE1 vilket även förklaras av en kraftig utbyggnad av vindkraft i SE2. Handelsflödet på AC-förbindelserna från SE1 till Finland går från nettoexport till nettoimport 2027.

Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men är i slutet av perioden högre än i början vilket kan förklaras av att antagen handelskapacitet ökar samtidigt som Sveriges överskott på el minskar och Finlands ökar. Andelen av tiden med export till Danmark (DK1) och Norge (NO1) varierar något under den första delen av analysperioden för att sedan minska. Detta innebär att de öst-västliga flödena finns kvar under hela perioden men är lägre i slutet av analysperioden.

I slutet av analysperioden är exporten från Sverige till alla sammankopplade länder på en lägre nivå än i början. Det förklaras av att Sverige har ett lägre överskott på el. Detsamma gäller för Norden och förbindelserna Viking Link och North Sea Link som går från en större andel export från Norden till import från Storbritannien. Förklaringen ligger delvis i Nordens minskade elenergiöverskott och delvis i att land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft

tillkommer i stor utsträckning i Storbritannien. Om och hur dessa flödesförändringar påverkar driftsituationer behöver Svenska kraftnät utreda vidare.

4.4 Hög modellerad risk för effektbrist under slutet av analysperioden

Risken för effektbrist (förbrukningsfrånkoppling) ökar under analysperioden. År 2027 är risken för effektbrist över den av regeringen beslutade tillförlitlighetsnormen, både i södra och norra Sverige. Den högre risken för effektbrist är i huvudsak en konsekvens av den kraftigt ökade elanvändningen samtidigt som produktion inte tillkommer i samma takt. Jämfört med analysen som gjordes i KMA2021 är risken för effektbrist större.

Nuvarande avtal om effektreserv löper ut 16 mars 2025. Då simulerad effektbrist (LOLE) mot slutet av analysperioden är högre än tillräcklighetsnormen (1 timme per år) skulle detta indikera fortsatt behov av en kapacitetsmekanism (effektreserv är en sådan) i enlighet med elmarknadsförordningen. För att få ha en kapacitetsmekanism behöver tillräcklighetsproblem konstateras i den tillräcklighetsanalys ENTSO-E publicerar årligen och som ska godkännas av ACER⁵⁴ eller i en nationell bedömning om effekttillräcklighet⁵⁵. I ERAA 2022 är LOLE högre än tillförlitlighetsnormen för år 2025 och 2027 (LOLE är 2,0 respektive 5,1 timmar per år). Även ERAA indikerar således fortsatt behov av en kapacitetsmekanism.

⁵⁴ [ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](#)

⁵⁵ Artikel 24 Elmarknadsförordningen.

Referenslista

Bloomberg 2022-10-18, Scholz Extends Germany's Last Nuclear Plants to Quell Feud, <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-10-17/germany-to-extend-lifetime-of-all-three-nuclear-power-plants>

Energiföretagen, årlig statistik Sverige, Energiåret - årsstatistik - Energiföretagen Sverige (energiforetagen.se)

Energimyndigheten 2022, Kortsiktsprognos i siffor vinter 2022

Energimyndigheten, Produktion (nettoproduktion) av förnybar el per kraftslag fr.o.m. 1990, TWh. PxWeb (energimyndigheten.se)

Energiavirasto 2019, Energiavirasto hankkii 611 MW tehoreservikapasiteettias

Energiavirasto 2021, Tehoreservilaki on uudistumassa

ENTSO-E, figur 1, [PowerPoint-presentation \(nordpoolgroup.com\)](http://nordpoolgroup.com)

ENTSO-E, [ERAA 2022 | ERAA 2022 by ENTSO-E \(entsoe.eu\)](http://entsoe.eu)

ENTSO-E, [Planning the future grid - TYNDP \(entsoe.eu\)](http://entsoe.eu).

ENTSO-E, [Winter Outlook 2022–2023 \(entsoe.eu\)](http://entsoe.eu)

Montel, forwardpriser och historiska priser, <https://www.montelnews.com/en/>

Energinet, årlig statistik i Danmark, Electricity Balance - Dataset - ENERGI DATA SERVICE

EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009

EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning)

EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el

EUR-lex, Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (Text av betydelse för EES.)

Nord Pool, Historiska priser, Historical Market Data | Nord Pool (nordpoolgroup.com)

Nordic Unavailability Collection System (NUCS), Dashboard | Nordic Unavailability Collection System (nucs.net)

Regeringen 2022, [regeringsforklaringen-2022.pdf \(regeringen.se\)](http://regeringen.se)

Regeringen 2019, Regerings proposition 2019/20:65 En samlad politik för klimatet- klimatpolitisk handlingsplan.

Riksdagen 2021, Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

Regeringen 2020, [Mål för miljö och klimat - Regeringen.se](#)

Statistics Finland, årlig statistik Finland, PxWeb - Select table (stat.fi)

Statistik centralbyrå, årlig statistik för Norge Elektrisitet - årlig - SSB

Statnett 2021, Tiltak i driften gir bedre kapasitet mellom Norge og Sverige

Statnett 2021, Behov for balansert utveksling med Sverige

Svebio 2021, Biokraft i Sverige 2021

Svenska kraftnät 2021, Kraftbalansrapporten på den svenska elmarknaden, rapport 2021

Svenska kraftnät 2022, [Förändringar gällande aktivering av effektreserven | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Svenska kraftnät 2021, En statusuppdatering om läget i kraftsystemet, Systemutvecklingsplan 2022–2031

Svenska kraftnät 2021, Långsiktig marknadsanalys 2021, Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050

TVO, Olkiluoto 3, [TVO - OL3 Power Output](#)

Vattenfall 2022-09-13, Tiden för reparation av Ringhals 4 förlängs, [Tiden för reparation av Ringhals 4 förlängs - Vattenfall](#)

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

