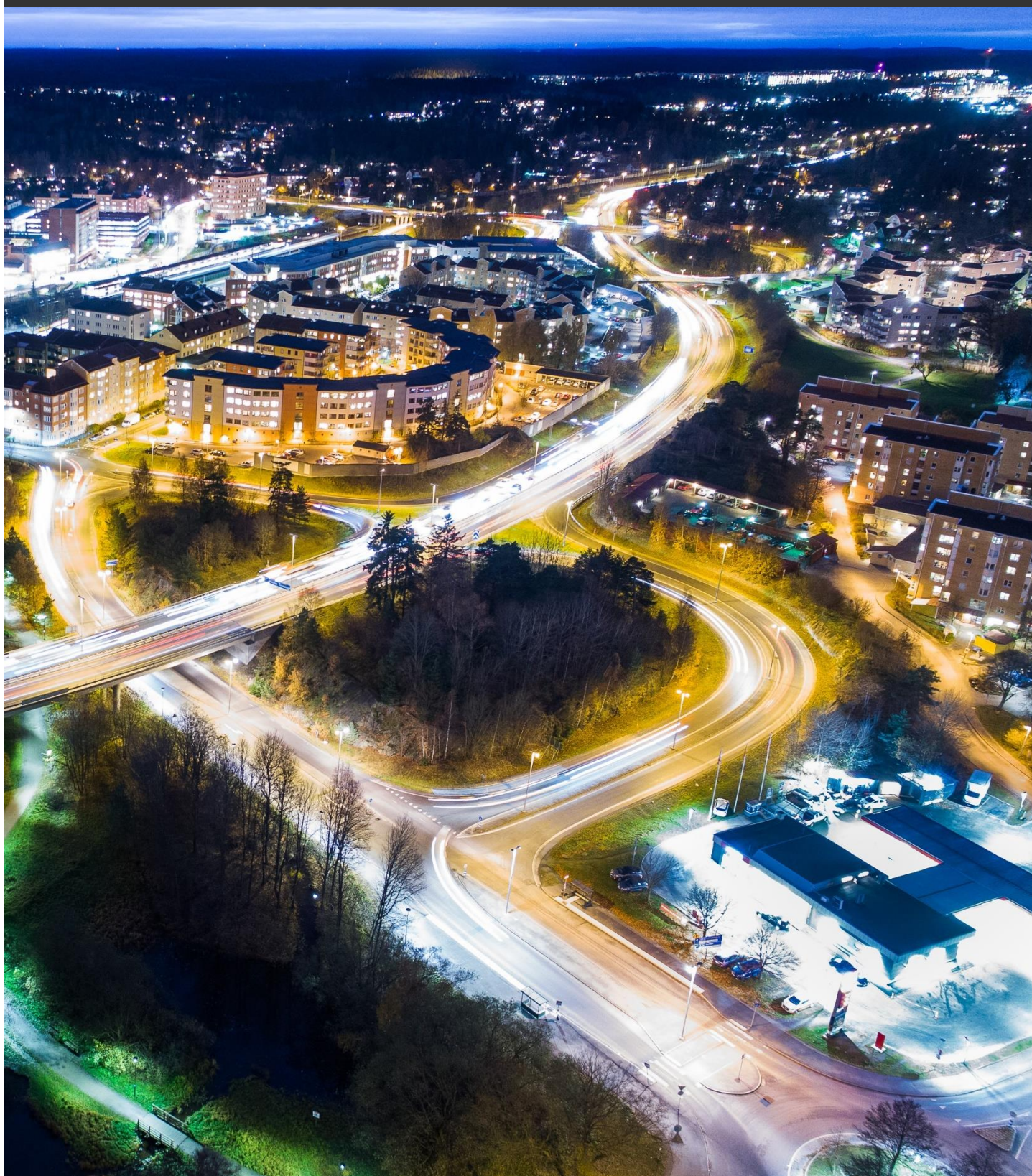


ÄRENDENR: SVK2020/1953

DATUM: 2020-12-17

KORTSIKTIG MARKNADSANALYS 2020

Simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025



SVENSKA KRAFTNÄT

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

Rapporten är skriven av Emma Thornberg och Erik Hellström på Svenska kraftnät.

Illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

Foto omslag: Tomas Årlemo

Pressbilder från: Tomas Årlemo

Org. Nr 202100-4284

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200

172 24 Sundbyberg

Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00

Fax 010-475 89 50

www.svk.se

Förord

I den här rapporten presenteras Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys (KMA). Syftet med KMA är att baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden, 2021–2025. Det här är den femte upplagan av KMA, men den första gången vi publicerar rapporten i sin helhet. För de tidigare upplagorna har vi endast publicerat en sammanfattning av de viktigaste resultaten.

Svenska kraftnät vill med denna rapport öka transparensen i våra analyser, presentera simuleringsresultat 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 att utvecklingen framöver kan påverkas av politiska, tekniska och ekonomiska faktorer.



Mattias Jonsson
Enhetschef



Emma Thornberg, Erik Hellström
Kraftsystemanalytiker



Innehåll

Sammanfattning	7
1 Inledning	11
1.1 Syfte.....	12
1.2 Rapportens disposition.....	12
1.3 Begreppslista	12
1.4 Översiktskarta.....	14
2 Indata och metod	15
2.1 Antaganden per indataslag	15
2.1.1 Kärnkraft.....	15
2.1.2 Vattenkraft	18
2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft.....	18
2.1.4 Vindkraft.....	21
2.1.5 Solkraft	23
2.1.6 Elanvändning.....	24
2.1.7 Överföringskapaciteter	26
2.1.8 Pris på bränsle och utsläppsrätter	28
2.1.9 Elpriser på kontinenten och Storbritannien	30
2.1.10 Sammanfattning av större förändringar i kraftsystemet..	31
3 Resultat och analys	33
3.1 Grundresultat.....	33
3.1.1 Energibalans	33
3.1.2 Priser.....	35
3.1.3 Handelsflöden	42
3.2 Överföringsbehov mellan elområden.....	50
3.2.1 Prisskillnader över snitt	50
3.2.2 Kapacitetsavgifter	54
3.2.3 Exportbehov vid låg förbrukning	56
3.3 Effekttillräcklighet	57
3.3.1 Effekttillräcklighet enligt statisk metod	57
3.3.2 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod.....	58
3.4 Systemstabilitet och balansering	60
3.4.1 Rotationsenergi.....	61
3.4.2 Kostnaden för stödtjänster ökar	63
3.5 Andel förnybar elproduktion fortsätter öka	67
4 Diskussion	69
Referenslista.....	73
Bilaga 1 Årsmedelpriser för norska elområden	74



Sammanfattning

Syftet med den kortsiktiga marknadsanalysen (KMA) är att analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden, 2021–2025. Analysen baseras i huvudsak på kända planer och beslut.

Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen påverkar kraftsystemet skapar vi (Svenska kraftnät) förutsättningar att agera proaktivt och kan på så sätt säkerställa att vi klarar vårt uppdrag, att elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt – i dag och i framtiden. Det här är slutrapporten för den femte upplagan av KMA, och första gången den publiceras i sin helhet. Vi har tidigare endast publicerat en sammanfattning av de viktigaste resultaten.

Nordeuropas kraftsystem simuleras för 2021–2025

Elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS används för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Vår analys fokuserar på Sverige, Norge, Finland och Danmark (i denna rapport fortsättningsvis benämnt som Norden) eftersom dessa länder påverkar oss mest. Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden och därför används historiska väderdata (tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur) för åren 1982–2016 som ingångsvärden. Varje analysår (2021–2025) simuleras för samtliga 35 väderår med timupplösning.

Kraftsystemet är i förändring

Under analysperioden antas SydVästlänken och en del av NordSyd-programmet att bidra till kapacitetsökningar inom Sverige. Det sker också större kapacitetsökningar mellan Norden och Storbritannien och Tyskland. I början av analysperioden minskar kärnkraften i och med avveckling av Ringhals 1, men ökar sedan när den nya finska kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 tas i drift 2022. Tyskland fortsätter sin kärnkraftsavveckling och de sista reaktorerna avvecklas under 2022. Vindkraften byggs ut kraftigt under analysperioden och även solkraften ökar, men solkraft är fortfarande en liten andel av den totala elproduktionen. Elanvändningen förväntas att öka i Norden med anledning av en fortsatt elektrifiering av transportsektorn och av den elintensiva industrins ökande elanvändning. Från 2025 finns det så kallade HYBRIT-projektet med i modellen, vilket innebär att fossilt kol i ståltillverkningen ska ersättas av vätgas, tillverkad med hjälp av el.

Sverige och Norden är nettoexportör under hela analysperioden

Årlig energibalans är skillnaden mellan produktion och förbrukning under ett år. Sveriges energibalans är positiv under analysperioden och Sverige fortsätter alltså att vara nettoexportör. Norges energibalans är också positiv även om den är lägre under slutet av analysperioden på grund av att elanvändningen ökar. I Finland minskar landets energiunderskott markant när Olkiluoto 3 tas i drift under 2022, och är därefter konstant. I Danmark ökar underskottet under analysperioden trots att vind- och solkraft ökar. Det förklaras av en ökad elanvändning. Sammantaget är

Norden generellt nettoexportör och den ökade elanvändningen möts till stor del av utbyggnaden av vindkraft.

Elpriserna är generellt lägre men uppvisar en större variation

I årets KMA är årsmedelpriset lägre i alla nordiska elområden 2021-2025 jämfört med tidigare KMA, trots att elanvändningen antas vara högre. Det kan förklaras av lägre bränslepriser och att vindkraften ökar. Antalet timmar med både lågt och högt elpris ökar, vilket är en konsekvens av större andel variabel produktion och mindre andel planerbar kraft.

Erhållet elpris, medelvärde av det pris en producent får för den energi som sålts under ett år, är för vindkraften lägre än medelpriset för el. Skillnaden ökar något mot slutet av analysperioden då andelen vindkraft är högre. Då andelen vindkraft på sikt blir ännu högre, kan detta minska lönsamheten för vindkraft. Om de låga priserna håller i sig kan även viss planerbar kraft utmanas av bristande lönsamhet framöver.

Handelsflödena ökar

De södergående flödena inom Sverige ökar överlag fram till 2024. Det ökade flödet förklaras av en kombination av händelser. Till exempel ökar produktionen av vindkraft i norra Sverige och Norge. Dessutom ökar överföringskapaciteten för de svenska snitten, och nya förbindelser tas i drift mellan Danmark och Norge mot kontinenten och Storbritannien. Det ökar flödet från Sverige till Danmark och Norge från 2022, då kraft söker sig till dessa högprisområden. År 2025 minskar södergående flöden något igen på grund av ökad industriell elanvändning i norra Sverige.

När Olkiluoto 3 tas i drift 2022 får det två tydliga konsekvenser: exporten minskar kraftigt från Sverige till Finland och överföringskapaciteten mellan norra Sverige till Finland minskar. Det leder också till att Sverige oftare importerar från Finland. De nya förbindelserna från Norge till Storbritannien och Tyskland leder också till mer öst-västliga flöden från Sverige till Norge.

Prisskillnader indikerar ökat överföringsbehov

Inom Sverige är snitt 2 den största flaskhalsen. Prisskillnaden för snitt 2 minskar 2024 då överföringskapaciteten på snittet ökar, men skillnaden är ändå fortsatt hög. Prisskillnaden är generellt större vintertid när behovet att överföra effekt söderut är stort.

Prisskillnaden mellan Sverige och andra länder är i analysen störst till Polen, följt av Litauen, Tyskland, norra Norge och norra Finland. Den beslutade nya förbindelsen Hansa PowerBridge, med planerad driftsättning 2026, sammanlänkar Tyskland och Sverige, och en tredje AC-ledning ökar överföringskapaciteten till norra Finland omkring samma tid.

I takt med att andelen vindkraft ökar kan låglastsituationer där exportbehovet är mycket stort bli vanligare, en trend som analysen påvisar.

Ett fortsatt stort inflöde av kapacitetsavgifter

Inflödet av kapacitetsavgifter har ökat de senaste fem åren med nya rekordnivåer både 2019 och 2020. Simuleringsresultatet visar på fortsatt höga nivåer av kapacitetsavgifter, som dessutom ökar fram till år 2023. Det beror till stor del på ökande kapacitetsavgifter över snitt 2. De bakomliggande orsakerna är relativt stora prisskillnader och ökat handelsflöde mellan SE2 och SE3. Analysen av kapacitetsavgifter visar att snitt 2 är en tydlig flaskhals i det svenska transmissionsnätet vilket understryker vikten av framdrift i NordSyd-programmet.

Importbehovet vid ansträngda vintertimmar ökar

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. I KMA används två metoder för att bedöma effekttillräckligheten, den statiska metoden och den probabilistiska metoden.

Den statiska metoden beskriver den nationella balansen mellan förbrukning och produktion för timmen med högst förbrukning, möjliga handelsflöden mot utlandet beaktas inte. Resultat visar att det finns ett importbehov vid timmen med högst förbrukning och trenden är att behovet ökar under analysperioden. Det är en stor skillnad inom landet då norra Sverige har ett stort effektöverskott och södra Sverige har ett tydligt underskott.

Den probabilistiska metoden simulerar hela det europeiska elsystemet med import och export mellan elområden och med hänsyn tagen till sannolikheten för avbrott på produktion och överföringsförbindelser. Det innebär att risken för effektbrist utvärderas, snarare än importbehovet. Resultat indikerar relativt låg risk för kritisk effektbrist, en risk som inte ökar under analysperioden. Men samtidigt visas att det kan uppstå tillfällen när effekten inte räcker till i Sverige, en situation som i praktiken aldrig tidigare har inträffat. All effektbrist uppstår i södra Sverige, när snitt 2 är fullt utnyttjad. Det förväntas förekomma lika ofta i båda elområdena SE3 och SE4.

Andelen förnybar elproduktion fortsätter att öka

Andelen förnybar elproduktion ökar under analysperioden från 68 till 70 procent, vilket är en indikation på att Sverige går i rätt riktning för att uppnå de energipolitiska målen.

Kostnaden för ett leverans- och driftsäkert kraftsystem ökar

Svenska kraftnäts uppdrag, att se till att elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt, kan bli en större utmaning på grund av de trender som redovisas i KMA2020. Det är därför viktigt att planerade nätåtgärder för att öka överföringskapaciteterna realiserar och att regelverken för nätkoncession ses över så att de långa tillståndstiderna kan förkortas.

Låga elpriser kan innebära att liknande situationer som under sommaren 2020 kan uppstå igen. För att bidra till att upprätthålla driftsäkerheten utvecklar vi kontinuerligt våra stödtjänster. På längre sikt, det vill säga längre än de fem analysår som omfattas av KMA, finns en risk för att en fortsatt trend av lägre elpriser kan innebära att planerbar produktion konkurreras ut. Eftersom planerbar kraft bidrar med stabilitet och driftsäkerhet (spänningshållning, rotationsenergi m.m.) är det lämpligt att se över ersättningen för dessa stödtjänster. Detta arbete kommer ingå i det regeringsuppdrag¹ som Svenska kraftnät fick den 18 november 2020. Vi ska senast den 1 september 2021 redovisa hur vi arbetar med stödtjänster för att stabilisera kraftsystemet. Uppdraget omfattar också att föreslå nya ersättningsmodeller till aktörer, under förutsättning att det är samhällsekonomiskt lönsamt, och föreslå nödvändiga regeländringar.

¹ Uppdrag till Svenska kraftnät om stödtjänster - Regeringen.se, diarienummer I2020/00602

1 Inledning

Svenska kraftnät är den myndighet som ansvarar för att elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt – i dag och i framtiden. 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 påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt och kan på så sätt säkerställa att vi klarar vårt uppdrag.

Svenska kraftnät tar fram en kortsiktig marknadsanalys (KMA) varje år och en långsiktig marknadsanalys (LMA) vartannat år. I KMA analyseras och bedöms kraftsystemets utmaningar de kommande fem åren. Denna rapport utgör den kortsiktiga marknadsanalysen för 2020, KMA2020. Syftet med LMA är att se vilka olika utmaningar Svenska kraftnät behöver hantera på lång sikt baserat på olika scenarier. Den långsiktiga marknadsanalysen utgör sedan grunden för analyserna i en annan publikation, Systemutvecklingsplanen. I den presenterar Svenska kraftnät hur vi ser på de utmaningar kraftsystemet står inför och vilka lösningar som behövs för att hantera dem². Varje vår publicerar vi även rapporten ”Kraftbalansen på den svenska elmarknaden” (den så kallade Kraftbalansrapporten)³ som behandlar effekttillräckligheten i Sverige under vintern som varit och en prognos för den kommande vintern och på lång sikt.

I KMA följer vi också utvecklingen för att nå de långsiktiga energipolitiska målen:

- År 2040 ska Sverige ha 100 procent. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.
- 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 nettonollmålet innebär att växthusgasutsläppen från flera sektorer, inklusive el- och värmesektorn, i princip kommer att behöva vara noll senast 2045⁵. Nettonollmålet följs upp genom det energipolitiska målet till 2040.

² En statusuppdatering om läget i kraftsystemet – systemutvecklingsplan 2020-2029.

³ 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.

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

⁵ Prop. 2019/20:65 s.91.

1.1 Syfte

Syftet med KMA är att, i huvudsak baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden, 2021–2025. Med stöd av simuleringar i Svenska kraftnäts marknadsmodeller kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet.

1.2 Rapportens disposition

I kapitel 2 redovisas antaganden per indataslag och metod för de analyser som genomförs. Grundresultat från simuleringar, analyser och uppföljning av förutsättningarna för att nå energipolitiska mål presenteras i kapitel 3. I kapitel 4 finns en sammanfattning av resultat och analyser samt en diskussion om vad resultaten kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

1.3 Begreppslista

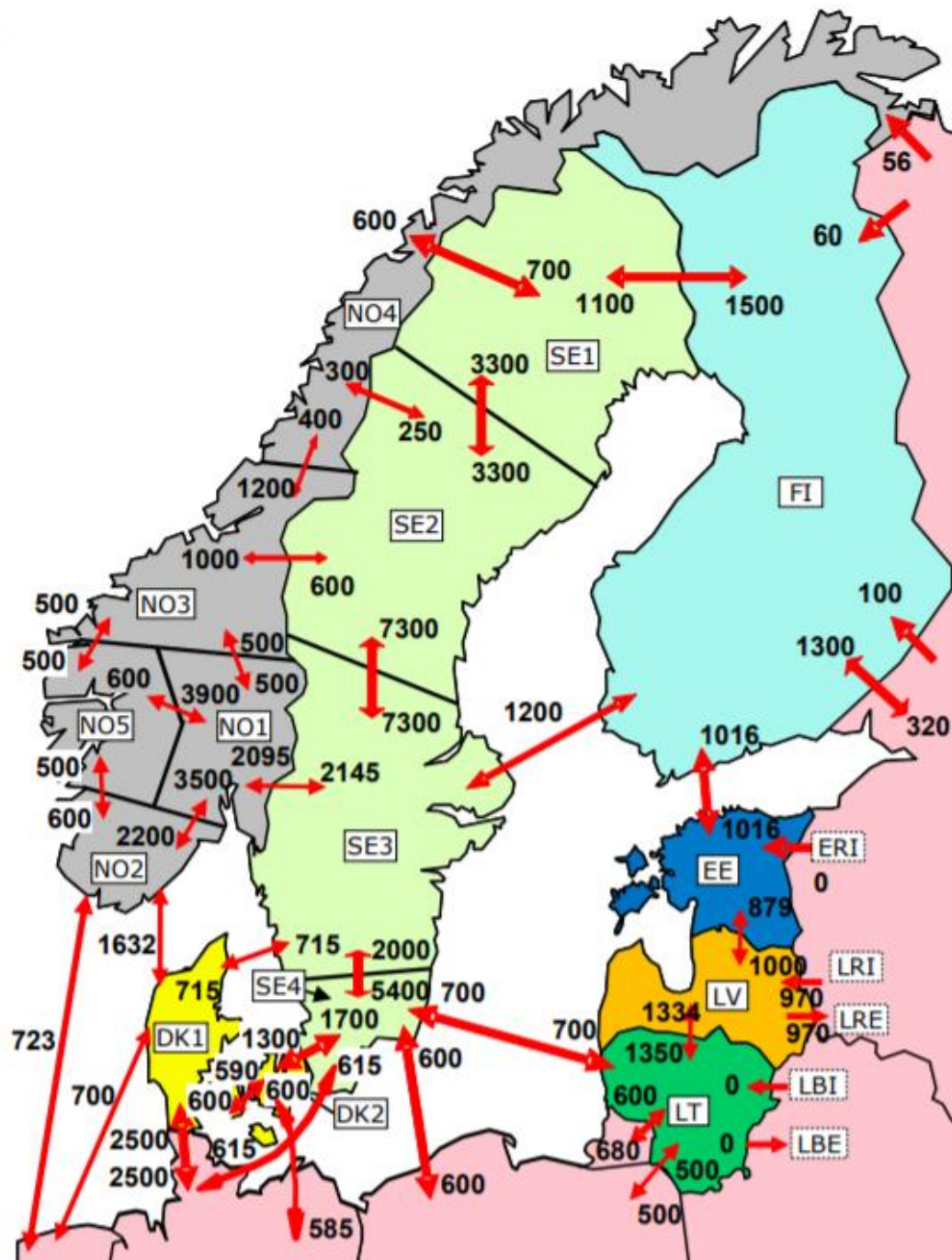
Här följer förklaringar till begrepp som används i KMA2020.

- **Analysperioden:** Den period som analyseras i KMA, det vill säga år 2021–2025.
- **Analysår:** Ett år som analyseras, till exempel 2022. Varje analysår simuleras för 35 väderår för att beakta hur olika väderutfall inverkar på produktion, elanvändning, priser flöden etc. Analysår är skilt från väderår.
- **Elområde:** Många länder är indelade i flera elområden. Sverige utgörs av fyra elområden, SE1, SE2, SE3 samt SE4. Finland har till exempel bara ett elområde. Varje elområde har ett visst elpris varje timme.
- **ENTSO-E:** European Network of Transmission System Operators for Electricity. En sammanslutning av 42 europeiska systemoperatörer där Svenska kraftnät är medlem.
- **Produktion:** Den elenergi som en anläggning genererar över tid, mäts exempelvis i MWh eller TWh. Vi avser nettoproduktion i denna rapport, alltså den elenergi som matas ut på nätet från en produktionsanläggning (motsatsen, bruttoproduktion, är anläggningens produktion inklusive intern användning).
- **Landsförkortningar:** DK (Danmark), DE (Tyskland), FI (Finland), GB (Storbritannien), LT (Litauen), EE (Estland), LV (Lettland), NO (Norge), PL (Polen), NL (Nederländerna) och SE (Sverige).
- **Norden:** Med detta avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.
- **Snitt:** Med snitt menas gränsen mellan två elområden. I Sverige finns tre snitt: Snitt 1 (mellan elområden 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 likström.
- TSO: (Transmission system operator) är det organ som har systemansvaret för transmissionsnätet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemoperatör.
- UMM: Urgent market messages. Aktörer är skyldiga att publicera avbrott, planerade arbeten, ändrad kapacitet och annan marknadspåverkande information här.
- 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. 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.



Figur 1. Elområden och maximal handelskapacitet (MW) för november 2020. Källa: ENTSO-E.

2 Indata och metod

I det här kapitlet beskrivs indataslag och metod. Elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS används för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Analysen fokuserar på Norden, då dessa länder har störst påverkan på Sverige. Till EMPS kopplas även en modell över transmissionsnätet och delar av regionnätet i Norden.⁶

Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Nordens vattenkraftproduktion är till exempel starkt korrelerad med den hydrologiska situationen (nederbörds mängd och snösmältning). Hur blåst det är från ett år till ett annat får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Därtill påverkar temperaturen elbehovet. I KMA används därför historiska väderdata (tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur) för åren 1982-2016 som ingångsvärden i modellerna. Därefter har vi gjort simuleringar med timupplösning för varje analysår (2021-2025) för samtliga 35 väderår.

2.1 Antaganden per indataslag

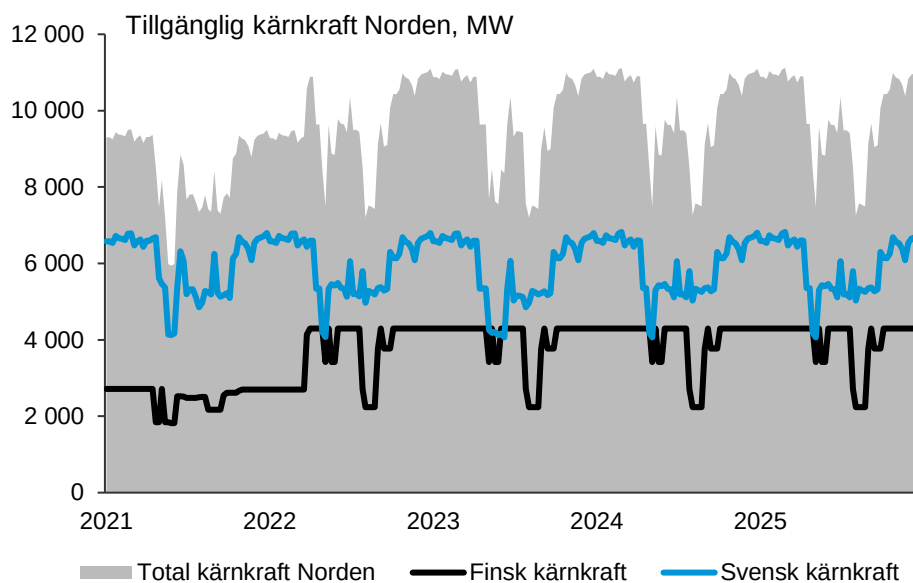
För Sverige har data inhämtats från bland annat Energimyndigheten, Svensk vindenergi och Bioenergis biokraftkarta. Data för övriga länder i Norden och Baltikum har erhållits genom respektive systemoperatör, information från ENTSO-E's databas Pan-European Market Modeling Database (PEMMDB) samt nationella planer så som Energinets analyseforudsætninger.

2.1.1 Kärnkraft

I Figur 2 redovisas antagen tillgänglig kapacitet hos svensk och finsk kärnkraft för åren 2021–2025. Revisionsperioder samt aviserade avvecklings- och drifttagningsdatum för reaktorerna är inkluderade fram till och med år 2023, utifrån publicerade UMM på Nord Pool hämtade i början av juli 2020. För åren 2024 och 2025 har typiska revisionsperioder uppskattats.

För svensk kärnkraft används tillgänglighetsprofiler baserade på avräkningsstatistik för åren 2013–2018. I Sverige avvecklas Ringhals 1 i december 2020. För den finska kärnkraften används en rak tillgänglighetsprofil på 97,5 procent, vilket är historisk tillgänglighet utanför revisionsperioderna. I KMA2020 antas Finlands nya och femte reaktor, Olkiluoto 3, uppnå full produktion i mars 2022.

⁶ Resultat på lednings- och stationsnivå presenteras inte i KMA2020, men spelar en viktig roll i andra marknadsmodellanalyser på Svenska kraftnät, till exempel beräkning av nätförluster och årsmedelströmmar för att uppskatta magnetfält från ledningar.



Figur 2 Produktionskapacitet hos kärnkraften i Norden med hänsyn till uppskattad tillgänglighet, planlagd revisionsperiod samt avveckling av Ringhals 1 och driftsättning av den finska reaktorn Olkiluoto 3. Källa: Svenska kraftnät och UMM.

Planerad avveckling, drifttagning och revision av reaktorer har implementerats i modellen så att de inträffar på korrekt vecka. Installerad kapacitet vid årets början, tillgänglighet och förväntad produktion för svensk och finsk kärnkraft redovisas i Tabell 1. Tillgängligheten varierar något mellan analysåren då dessa baseras på planerade revisionsperioder.

Tyskland fortsätter sin kärnkraftsavveckling enligt plan och mellan år 2020 och 2022 stängs de sista reaktorerna, ca 8 000 MW. Det innebär att tysk elproduktion år 2023 är helt utan kärnkraft.

	2021	2022	2023	2024	2025
Sverige					
Kapacitet [MW]	6 871	6 871	6 871	6 871	6 871
<i>Forsmark 1</i>	988	988	988	988	988
<i>Forsmark 2</i>	1118	1118	1118	1118	1118
<i>Forsmark 3</i>	1172	1172	1172	1172	1172
<i>Ringhals 3</i>	1063	1063	1063	1063	1063
<i>Ringhals 4</i>	1130	1130	1130	1130	1130
<i>Oskarshamn 3</i>	1400	1400	1400	1400	1400
Tillgänglighet	86 %	86 %	83 %	84 %	84 %
Produktion [TWh]	55,0	54,9	53,8	55,0	55,0
Finland					
Kapacitet [MW]	2 784	4 384	4 384	4 384	4 384
<i>Olkiluoto 1</i>	880	880	880	880	880
<i>Olkiluoto 2</i>	890	890	890	890	890
<i>Olkiluoto 3</i>	0	1 600	1 600	1 600	1 600
<i>Loviisa 1</i>	507	507	507	507	507
<i>Loviisa 2</i>	507	507	507	507	507
Tillgänglighet	91 %	91 %	91 %	90 %	90 %
Produktion [TWh]	22,2	35,0	34,8	34,6	34,5

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

2.1.2 Vattenkraft

Installerad kapacitet vattenkraft i Norden antas ligga konstant under analysperioden.⁷ I modellen används historiska tillrinningsserier för åren 1982-2016 som har kompenserats för klimateffekter. Det innebär att modellerad 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.

2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft

En viss nybyggnation av kraftvärme sker, men denna vägs upp av nedläggningen av vissa fossileldade kraftverk. I Stockholm stängde Stockholm Exergi våren 2020 den koleldade pannan KVV6 (65 MW el) i kraftvärmeverket Värtaverket.⁸ 2025 minskar den installerade kapaciteten i SE4 tydligt, detta på grund av att Karlshamnsverket och Heleneholmsverket antas försvinna detta år.

Ellevio och Stockholm Exergi respektive E.ON. Eldistribution och produktionsbolaget E.ON. har ingått avtal för 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 130 MW från Heleneholmsverket. Denna kapacitet är med i årets KMA till och med 2024, men aktiveras bara vid priser på minst 3 000 euro/MWh.

I Danmark sker en minskning av den termiska elproduktionen. Det beror på att fjärrvärmeproducenterna succesivt förväntas 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.

I Tabell 2 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 Bioenergis årliga kartläggning Biokraft i Sverige 2019⁹. Antaganden för resterande länder baseras på information från grannländernas

⁷ I stort sett alla vattenkraftverk i Sverige kommer att omprövas enligt den nationella plan för moderna miljövillkor som beslutades av regeringen den 25 juni 2020. De första ansökningarna ska lämnas till domstol den 1 februari 2022 och de sista den 1 februari 2037. Det innebär att ett fåtal miljöåtgärder kommer att genomföras fram till 2025 och därför antas vattenkraften ha samma förutsättningar som i dag under analysperioden.

⁸ www.stockholmsexergi.se/om-stockholm-exergi/vara-anlaggningar/vartaverket/

⁹ Svebio "Biokraftkartan i Sverige 2019".

systemoperatörer (delvis genom data lämnad till den europeiska databasen PEMMDB 3.0) samt UMM.

Kraftvärme och kondenskraft [MW]	2021	2022	2023	2024	2025
Sverige	5 660	5 660	5 700	5 730	4 960
SE1	290	290	290	290	290
SE2	760	760	760	760	760
SE3	3 100	3 100	3 140	3 160	3 160
SE4	1 510	1 510	1 510	1 510	750
Norge	610	610	610	610	610
Finland	5 960	5 790	5 330	5 150	5 050
Danmark	7 210	7 210	6 440	6 140	6 020
Baltikum	4 090	4 100	4 110	3 800	3 710

Tabell 2. Installerad kapacitet kraftvärme och kondenskraft (exklusive reserver) i Norden och Baltikum. Källa: De nordiska TSO:erna, Tidningen Bioenergi, UMM.

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 och driftsättning av verk som inträffar under analysåren har lagts in i början av respektive analysår, alltså inte på korrekt 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 explicit modellerade.

Effekt- och störningsreserver

Den svenska effektreserven finns att tillgå mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven upphandlas av Svenska kraftnät och består fram till vintern 2024/2025 av 562 MW elproduktion av Karlshamn 2 och 3. Finland har en liknande strategisk reserv på 611 MW som är upphandlad fram till och med sista

juni år 2022.¹⁰ I Norge finns reservkraftverk bestående av två mobila gasturbiner på sammanlagt 300 MW.¹¹ Dessa ska kunna tas i drift under så kallad ”svårt anstrengt kraftsituation” (SAKS) när sannolikheten för lastfrånkoppling bedöms hög. Gasturbinerna startas inte på grund av pris.

Utöver effektreserven finns även den så kallade störningsreserven¹² som snabbt aktiveras vid fel. I Sverige handlas dessa upp till volymen på det största möjliga felfallet, det vill säga bortkoppling av kärnkraftreaktorn Oskarshamn 3 (ca 1 400 MW).¹³

Effektreserven i Finland och Sverige samt de två gasturbinerna i Norge bjuder in till priset 3 000 euro/MWh i modellen. Denna produktion antas tillgänglig för marknaden under hela året, även utanför effektreservperioden. En förenkling i modellen är att hela Karlshamn 2 och 3 är tillgänglig som effektreserv trots att enbart 562 MW av totalt ca 662 MW ingår. I Tabell 3 sammanfattas vilken kapacitet som antas ingå i effektreserven i modellen (dessa verk bjuder alltså in till priset 3 000 euro/MWh). Störningsreserven modelleras inte (dess kapacitet är alltså inte tillgänglig för marknaden).

Effektreserv [MW]	2021	2022	2023	2024	2025
Sverige	662	662	662	662	0
Karlshamn 2 och 3 (olja)*	662	662	662	662	0
Norge	300	300	300	300	300
Finland	611	611	0	0	0
Kymijärvi KT (naturgas)	42	42	0	0	0
Meri-Pori (brunkol)	440	440	0	0	0
Naistenlahti 1 (gas)	129	129	0	0	0

Tabell 3. Modellerad kapacitet effektreserv som bjuder in till 3000 euro/MWh i modellen.

*Effektreserven storlek är i själva verket 562 MW, men i modellen används kraftverkets totala installerade effekt för Karlshamn 2 och 3. Källa: Svenska kraftnät, Statnett och Fingrid.

Om efterfrågeflexibilitet (se avsnitt 2.1.6 *Elanvändning*), import och effektreserv inte räcker till för att täcka ett elområdes förbrukning, börjar elanvändare kopplas bort. I modellen sker den bortkopplingen till ett pris på 5 000 euro/MWh, en

¹⁰ Fingrid, <https://energiavirasto.fi/en/-/energiavirasto-hankkii-611-mw-tehoreservikapasiteettia>.

¹¹ NVE, www.nve.no/energiforsyning/nett/svaert-anstrengte-kraftsituasjoner/?ref=mainmenu.

¹² Den består främst av gasturbiner, men även dieselgeneratorer, vattenkraft, förbrukningsreduktion och kraftvärme.

¹³ I komplement till detta upphandlas numera också manuell frekvensåterställande reserv (mFRR) årligen eftersom störningsreserven haft ett underskott på denna stödtjänst, bland annat för att gasturbinerna i störningsreserven allt oftare är otillgängliga på grund av nödvändigt underhåll. mFRR är inte avdragen från tillgänglig produktionskapacitet i modellen eftersom denna tjänst inte är bunden till specifika kraftverk, utan handlas upp på elområdesnivå.

prisnivå som indikerar kritisk effektbrist i elmarknadssimuleringen. Om detta skulle ske i verkligheten kallas det manuell lastfrånkoppling.

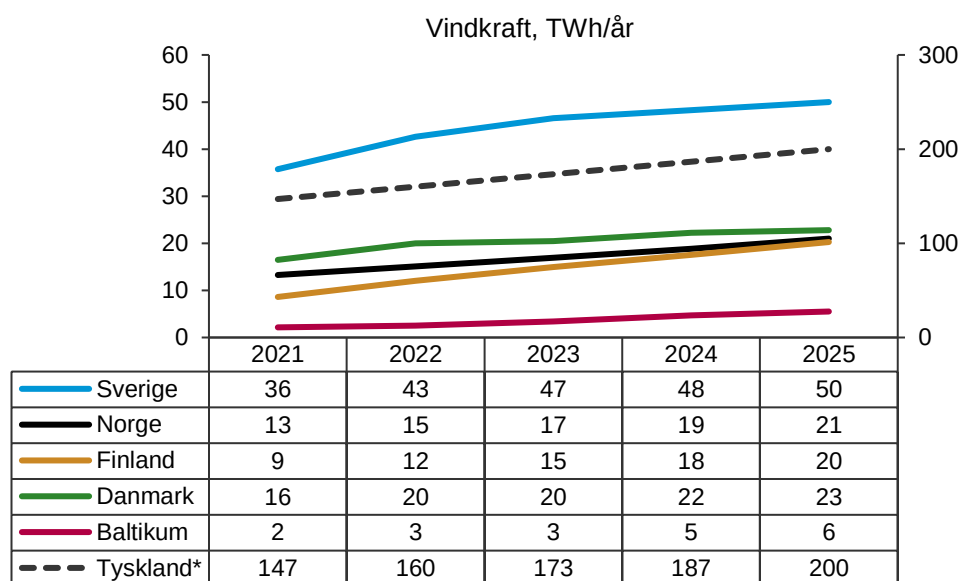
2.1.4 Vindkraft

Elproduktion från vindkraft förväntas öka kraftigt under analysåren. Utbyggnaden i Sverige fram tills 2023 baseras på Svensk Vindenergis basscenario för utbyggnad av vindkraftskapacitet från kvartal 2, 2020¹⁴. För år 2024 och 2025 antas utbyggnadstakten genom linjär interpolation av Svenska kraftnäts siffror för år 2023 och 2030. I modellen används den nivå av installerad vindkraftkapacitet som motsvarar mitten på respektive år och resulterande produktion beror på fullasttimmarna för vindserier som är implementerade i modellerna.

Vindserierna är framtagna genom ett samarbete mellan Danmarks tekniska universitet och ENTSO-E. Den förväntade årsmedelproduktionen för vindkraft läggs in i modellen och fördelas sedan över årets timmar genom produktionsprofiler baserade på uppmätt vindstyrka. Fullasttimmarna för vindkraft har korrigerats uppåt jämfört med KMA2019. Detta leder till mer produktion per installerad MW, vilket stämmer bättre med faktiskt utfall jämfört med KMA2019.

I Figur 3 visas antagen normalårsproduktion av vindkraft för de nordiska och baltiska länderna samt för Tyskland.

¹⁴ Svensk vindenergi, "Svensk Vindenergis vindkraftstatistik och prognos – kvartal 2, 2020", 2020.



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

Installerad kapacitet havsbaserad vindkraft i Sverige uppgår i modellen till 203 MW fram till och med 2023 och antas därefter öka till 288 respektive 374 MW 2024 respektive 2025. I Tabell 4 visas prognosen för vindkraftsproduktion i Sverige. Fullasttimmarna ökar under analysperioden då äldre vindkraftverk ersätts av nyare, som har högre utnyttjandegrad. Specifika parker har inte utvärderats, utan bara den totala förväntade kapaciteten. Tabell 5 visar skillnaden i antagen vindkraftsproduktion mellan KMA2019 och KMA2020.

		2021	2022	2023	2024	2025
Sverige	Produktion [TWh]	35,7	42,6	46,6	48,3	50,0
	Fullasttimmar	2 950	3 020	3 050	3 060	3 070
	Kapacitet [MW]	12 100	14 100	15 300	15 800	16 300
SE1	Produktion [TWh]	7,3	9,2	10,4	10,7	11,0
	Fullasttimmar	3 390	3 430	3 460	3 460	3 470
	Kapacitet [MW]	2 200	2 700	3 000	3 100	3 200
SE2	Produktion [TWh]	15,0	18,6	21,0	21,9	22,7
	Fullasttimmar	3 010	3 080	3 120	3 130	3 140
	Kapacitet [MW]	5 000	6 100	6 700	7 000	7 200
SE3	Produktion [TWh]	8,5	9,5	9,8	10,1	10,3
	Fullasttimmar	2 800	2 830	2 840	2 850	2 860
	Kapacitet [MW]	3 100	3 400	3 500	3 500	3 600
SE4	Produktion [TWh]	4,8	5,3	5,3	5,6	6,0
	Fullasttimmar	2 560	2 580	2 580	2 620	2 660
	Kapacitet [MW]	1 900	2 000	2 000	2 100	2 200

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

[TWh]	2021	2022	2023	2024
Sverige	+5	+7	+10	+12
Norge	+2	+2	+2	+3
Danmark	-2	0	0	+2
Finland	+1	+4	+7	+9
Norden	+6	+14	+20	+24

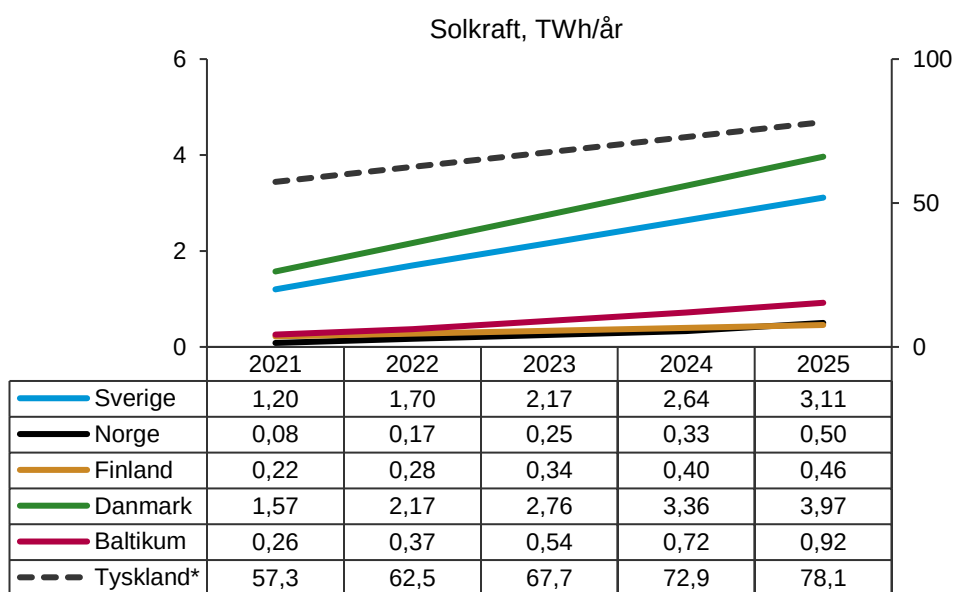
Tabell 5. Skillnad i antagen årsproduktion från vindkraft för KMA2020 jämfört med KMA2019. Avrundat till hela TWh.

2.1.5 Solkraft

Den svenska prognosen för utbyggnaden av solkraft bygger på Energimyndighetens kortsiktsprognos¹⁵ fram till 2022 och en extrapolering av övriga år, se Figur 4.

¹⁵ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos vinter 2020", 2020.

Solserierna är framtagna på samma sätt som vindserierna, genom ett samarbete mellan Danmarks tekniska 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.

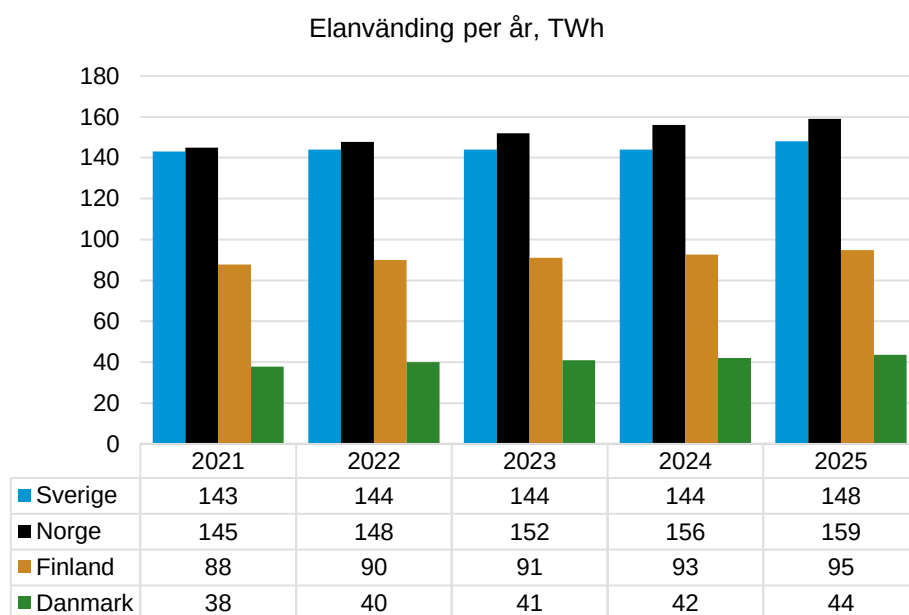


Figur 4. Årsproduktion av solkraft i Norden, Baltikum och Tyskland. *Observera att den streckade kurvan för Tyskland använder skalan på den högra axeln. Källa: Energimyndigheten, övriga TSCO:er.

2.1.6 Elanvändning

Elanvändningen i de nordiska länderna förväntas öka under analysperioden, se Figur 5. Prognosen bygger på Energimyndighetens korttidsprognos¹⁶ fram till 2022 och ökar sedan linjärt till Svenska kraftnäts antagande för 2030. Förbrukningen 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. Från 2025 finns en demonstrationsanläggning inom HYBRIT-projektet med i modellen för SE1. Den process som där kommer användas för ståltillverkning innebär att vätgas ersätter fossilt kol och koks vilket kommer kräva stora mängder el.

¹⁶ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos vinter 2020", 2020.



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

Förändringen jämfört med KMA2019 visas i Tabell 6. Den största skillnaden ses i Norge.

[TWh]	2021	2022	2023	2024
Sverige	+1	+1	0	0
Norge	+3	+5	+7	+8
Danmark	+3	+3	+2	+2
Finland	- 2	0	+1	+2
Norden	+5	+8	+10	+12

Tabell 6 Förändring i antagen årsförbrukning för KMA2020 jämfört med KMA2019, avrundat till hela TWh.

Efterfrågeflexibilitet är implementerat i modellen genom tre prisnivåer för nedreglering av förbrukningen. När elpriset når dessa nivåer i simuleringen kopplas en del förbrukning bort.¹⁷ Pris- och volymnivå för efterfrågeflexibilitet har tagits fram utifrån analys av priselasticitet på efterfrågekurvan för systempriset. Det medför att det tagits fram tre elprisnivåer. Dessa ökar under analysperioden

¹⁷ 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.

eftersom de antas följa gaspriset som också ökar¹⁸. Volymen har fördelats per elområde baserat på andel total förbrukning. Det har alltså inte gjorts någon närmare studie av var de flexibla kunderna finns. För Sverige har 1 242 MW efterfrågeflexibilitet implementerats i modellen. Detta skulle kunna vara bland annat pappersindustri eller annan verksamhet som minskar elanvändning vid höga elpriser. Elprisnivåerna visas i Tabell 7.

	Pris [euro/MWh]			Volym (MW)
	2021	2023	2025	
Elprisnivå 1	110	130	140	414
Elprisnivå 2	180	210	230	414
Elprisnivå 3	280	330	360	414

Tabell 7. Prisnivåer för aktivering av efterfrågeflexibilitet i modellen, samt flexibilitetsvolymen för Sverige (samma för varje analysår). Pris för 2022 och 2024 visas inte men ökningen sker succesivt under hela analysperioden. Källa: Svenska kraftnät.

För de nordiska länderna är totalt drygt 3000 MW flexibilitet per analysår implementerat i modellen. Därtill antas delar av det norska uppvärmningsbehovet vara priskänsligt eftersom den direktverkande elen vid höga elpriser kan ersättas med sekundära uppvärmningskällor som vedeldade pannor. Detta inkluderas i modellen genom en avtagande betalningsvilja vid priser över 45 euro/MWh. Maximalt kan 7 procent av den totala förbrukningen ersättas vid priser över 500 euro/MWh.

2.1.7 Överföringskapaciteter

Handelskapaciteten per timme under året baseras på statistik för hur tillgängligheten varit för åren 2015–2019. 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 år¹⁹. Metoden används inte för de interna snitten i Norge, eftersom 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.

För SE2-SE3 har en höjning av överföringskapaciteten från 7 300 MW till 8 100 MW mellan SE2 och SE3 antagits för år 2024, i och med investeringarna inom paketet NordSyd.

¹⁸ Detta är ett antagande som framöver borde ses över, då flexibilitet i framtiden skulle kunna bestå exempelvis av elbilar eller batterilager. Historiskt sett har efterfrågeflexibilitet bestått av stor andel industri.

¹⁹ Till exempel om det varit en allvarlig störning eller stort investeringsprojekt som påverkat tillgängligheten.

Likströmsförbindelsen SydVästlänken, som medför ökad handelskapacitet över snitt 4 mellan elområde SE3 och SE4, har försenats i omgångar. Under provdriften av länk 1 under sommaren 2019 inträffade flera skarvfel och det beslutades att alla 570 skarvar behöver bytas ut. Drifftagningen av SydVästlänken har därför flyttats fram till mars 2021. I modellen är SydVästlänken med från januari år 2021, eftersom planerad drifftagning vid den tidpunkten var årsskiftet. Även ledningarna Ekhyddan-Nybro och Nybro-Hemsjö, tidigare planerade att tas i drift 2023, skulle öka handelskapacitet över snitt 4. I och med att Svenska kraftnät i september 2019 fick avslag på koncessionsansökan för ledningarna råder dock osäkerhet om när dessa kan vara i drift. Ledningarna har inte tagits med i analysperioden för KMA2020.

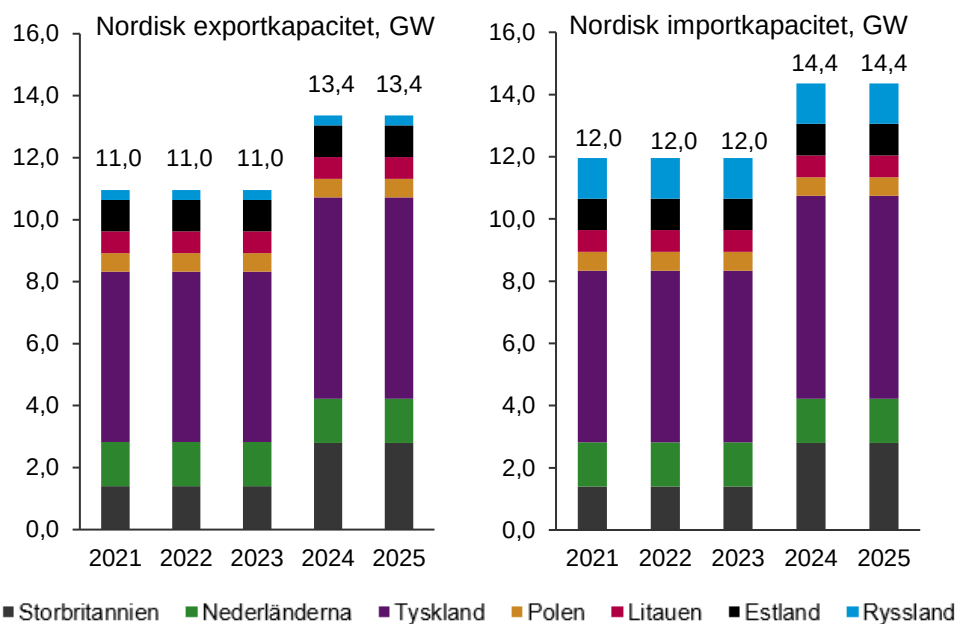
När Olkiluoto 3 tas i drift kommer överföringskapaciteten mellan SE1 och Finland behöva begränsas till 1 200 MW (från 1 500 MW i dag). Detta för att kunna hantera det största felfallet i Finland som blir större då reaktorn tas i drift. I modellen begränsas därför kapaciteten mellan SE1 och Finland från och med år 2022. Detta då Olkiluoto 3 har planerad drifftagning mars 2022. Driftsättning av en tredje AC-förbindelse mellan SE1 och Finland planeras till 2025/2026²⁰ och är därför inte med i analysperioden för KMA2020.

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

- > NordLink som planeras vara i full drift mars 2021 och ger 1 400 MW kapacitet mellan NO2 och Tyskland, initialt med begränsad överföringskapacitet.
- > North Sea Link mellan NO2 och Storbritannien med planerad drifftagning 2021 och en kapacitet på 1 400 MW,
- > Viking Link med planerad drifftagning 2024, ger 1 400 MW mellan DK1 och Storbritannien
- > Ökad AC-kapacitet mellan DK1 och Tyskland i två steg till 2 500 MW år 2021 och 3 500 MW år 2024.

I Figur 6 visas den totala överföringskapaciteten till och från Norden som är antagen i marknadsmodellerna. I modellen har tillgängligheten för de nya likströmsförbindelserna satts till 90 procent. Undantaget är NordLink som initialt har en lägre överföringskapacitet vilken sen höjs successivt för senare år.

²⁰ En statusuppdatering om läget i kraftsystemet - Systemutvecklingsplan 2020-2029, Svenska kraftnät 2019.



Figur 6. Total överföringskapacitet mellan Norden och övriga Europa inklusive Ryssland. Källa: Svenska kraftnät

2.1.8 Pris på bränsle och utsläppsrätter

Priser på bränslen och priset på utsläppsrätter är svåra att förutsäga och är starkt förknippade med den politiska utvecklingen. Samtidigt har den stor påverkan på elpriserna. Dessa antaganden utgör därför en betydande osäkerhetsfaktor i simuleringarna.

Pris på utsläppsrätter av koldioxid samt pris för kol, gas och olja baseras på forwardpriser på den finansiella marknaden hämtade i maj 2020. För brunkol (lignit) och oljeskiffer har antaganden från TYNDP2020²¹ använts. I Tabell 8 presenteras de priser på utsläppsrätter och bränslen som använts i KMA2020.

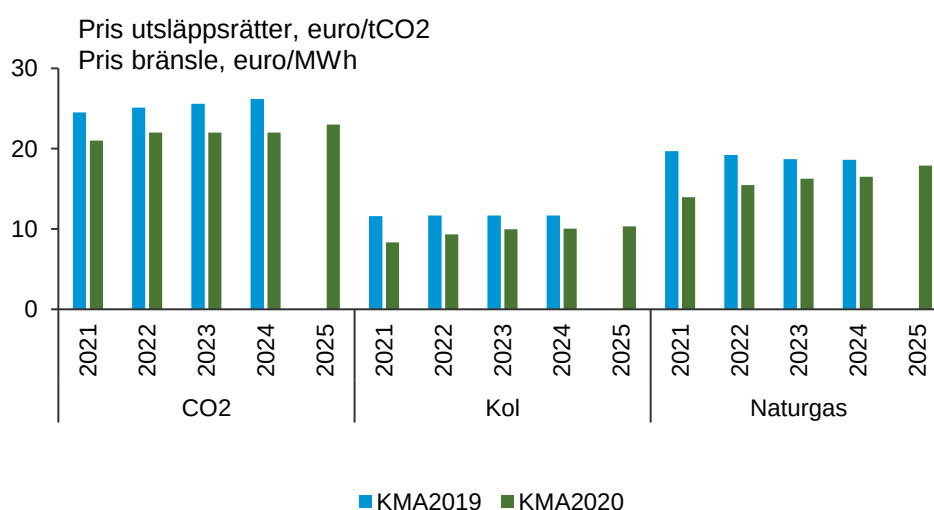
²¹ Ten-Year Network Development Plan, publiceras vartannat år av ENTSO-E.

euro/MWh	2021	2022	2023	2024	2025
CO ₂	21	22	22	22	23
Kol	8	9	10	10	10
Tungolja	33	35	36	38	39
Lättolja	40	42	44	46	47
Naturgas	14	15	16	17	18
Brunkol (lignit)	4	4	4	4	4
Oljeskiffer	8	8	8	8	8

Tabell 8. Antagna priser på utsläppsrätter och bränslepriser för KMA2020. Bränslepriser i euro/MWh och CO₂-priser i euro/ton, avrundat till hela euro. Källa: Montel, TYNDP2020.

Samma bränsle- och koldioxidpris har använts för hela det modellerade området med undantag för Ryssland, som inte är med i systemet för handel med utsläppsrätter. Kostnaden för gasbränsle i Ryssland är lägre än i resterande Europa och har approximerats till 32 procent av naturgaspriset. Priset på kärnbränsle (1,7 euro/MWh) ändras inte under analysperioden och är inte heller en betydande del av kärnkraftens kostnader.

Jämfört med KMA2019 är de antagna priserna på bränsle och utsläppsrätter lägre, se Figur 7.

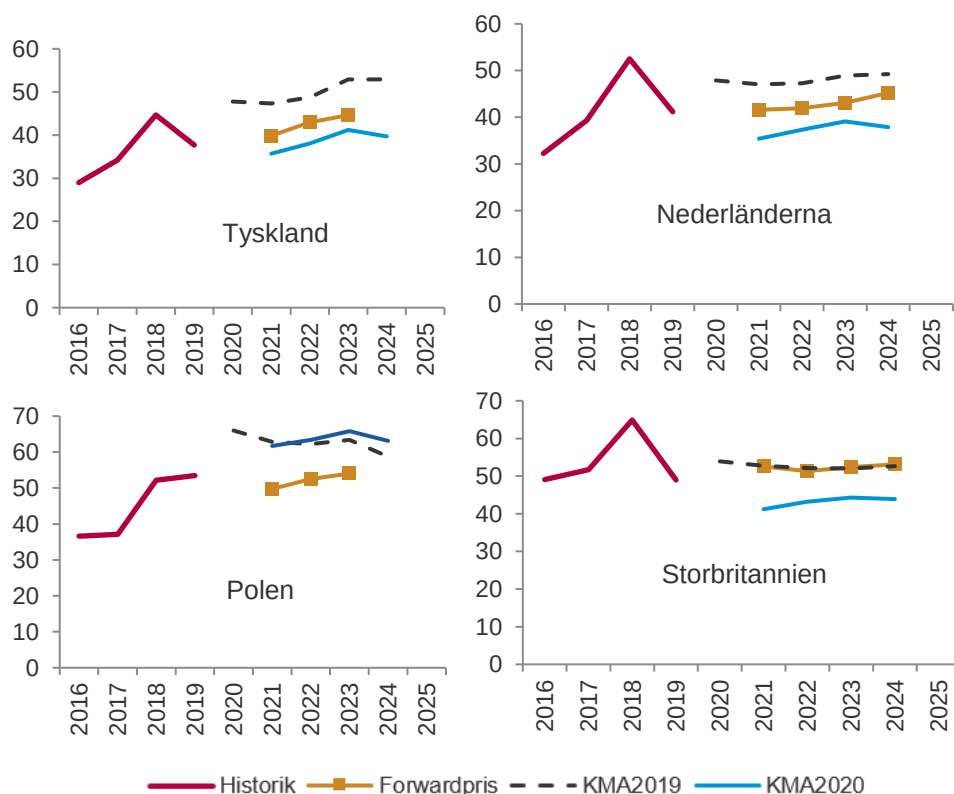


Figur 7. Antagna priser på utsläppsrätter och bränslen i KMA2019 och KMA2020.

2.1.9 Elpriser på kontinenten och Storbritannien

I elmarknadsmodellen BID3 har Europas elsystem simulerats och timvisa priser för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien har sedan använts som fasta prisserier i EMPS. Detta för att resultaten för Norden och Baltikum, som simuleras i EMPS, ska bli mer korrekta.

I Figur 8 visas en jämförelse mellan de simulerade årsmedelpriserna för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien samt forwardpriset²² för de år som produkterna handlas för på den finansiella marknaden. Historik för åren 2016 till 2019 är inkluderade 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 KMA2019 inkluderats.



Figur 8. Historiskt, simulerat och finansiellt årsmedelpris (euro/MWh) för de länder som Norden och Baltikum är eller kommer vara länkade till under analysperioden. Källa forwardpris: Montel, oktober 2020.

De simulerade priserna, undantaget Polen, är lägre än i KMA2019. Det är väntat då de antagna priserna på gas och utsläppsätter är lägre än de var i KMA2019.

²² 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.

Elmarknaden i Ryssland är förenklad i modellerna och representeras av ett fåtal kraftverk med naturgas som bränsle. För att efterlikna kapacitetsmarknaden i Ryssland adderas ett påslag till det ryska elpriset under höglasttimmar. Det medför att exporten från Ryssland till Finland uteblir under dessa timmar, förutom vid mycket höga prisnivåer i Finland.

2.1.10 Sammanfattning av större förändringar i kraftsystemet

I Tabell 9 beskrivs de händelser och antaganden som har störst direkt inverkan på kraftsystemet under analysperioden. Vindkraften byggs ut kraftigt under analysperioden, men utgör ingen enskild händelse och är därför inte med i Tabell 9.

År	Händelse
2020	> Avveckling Ringhals 1 (881 MW) december 2020.
2021	> SydVästlänken tas i drift, +800 MW i båda riktningarna SE3-SE4, mars 2021 (med i modellen från jan 2021). > North Sea Link tas i drift, +1 400 MW i båda riktningarna NO2-GB. > NordLink tas i drift, +1 400 MW i båda riktningarna NO2-DE (kan eventuellt börja användas i december 2020). > Ökad överföringskapacitet mellan DK1 och Tyskland från 1780/1500 MW till 2 500 MW i båda riktningarna.
2022	> Olkiluoto 3, ny kärnkraftreaktor i södra Finland tas i drift, +1 600 MW, mars 2022. I samband med driftsättning kommer handelskapacitet från SE1 till Finland minskas från 1 500 MW till 1 200 MW (minskningen är med i modellen från början av 2022).
2023	-
2024	> Kapacitetsökning i snitt 2 mellan SE2 och SE3 från 7 300 MW till 8 100 MW. En del av programmet NordSyd. > Viking Link tas i drift, +1 400 MW i båda riktningarna DK1-GB. > Kapaciteten mellan DK1 och Tyskland ökar från 2500 MW till 3 500 MW.
2025	> -

Tabell 9. Centrala händelser/antaganden för kraftsystemet per analysår. Källa: Svenska kraftnät.



3 Resultat och analys

I detta kapitel presenteras grundresultat och analyser för att beskriva vilka utmaningar som förväntas för kraftsystemet under 2021–2025.

3.1 Grundresultat

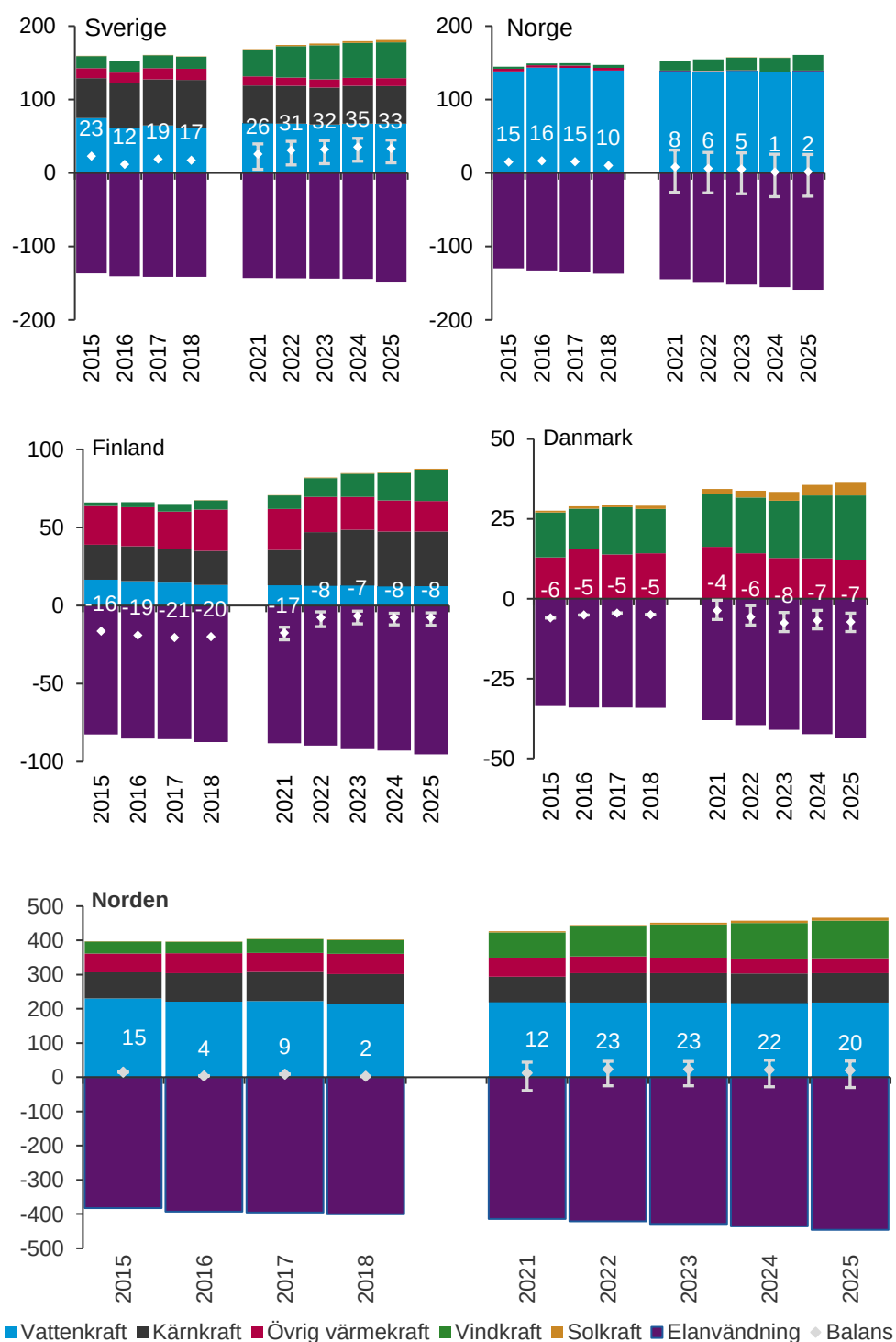
I detta avsnitt presenteras simulerad elanvändning, produktion, elbalans samt simulerade elpriser och handelsflöden. Resultat från elmarknadsmodellerna anges i regel per analysår, som ett medelvärde av alla 35 simulerade väderår.

3.1.1 Energibalans

Årlig energibalans är skillnaden mellan produktion och förbrukning 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 och nettoexport sker. Även om den årliga energibalansen är positiv så uppstår tillfällena under ett år då produktionen inom ett land är lägre än elanvändningen. Det kan till exempel uppstå via marknadsmekanismer, om el produceras billigare i ett annat land och importeras.

I Figur 9 visas energibalans för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och användning under analysåren. Även utfallet (ej normalårskorrigerat) för åren 2015–2018²³ presenteras. De grå klamrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 35 väderåren som används i simuleringen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med ungefär 30 TWh under analysperioden.

²³ Årlig statistik baseras på data från Energiföretagen Sverige, Statistics sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark och Statistics Finland för Finland.



Figur 9. Produktion, elanvändning och resulterande energibalans (TWh) i Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per analysår. De grå klammrarna visar inom vilket spann årsenergibalansen ligger med hänsyn till de 35 väderår som använts i simuleringen. Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2015–2018 Energiföretagen för Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark, Statistikcentralen för Finland och övrig data Svenska kraftnät.

Sveriges energibalans är positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör, även med hänsyn till spannet för väderåren. Den ökande elanvändningen under det sista analysåret möts av en kraftig utbyggnad av vindkraft. Norges energibalans försämras under analysperioden och är svagt positiv (2 TWh) under 2025 på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. I Finland minskar landets energiunderskott markant under 2022 när den nya kärnkraftsreaktorn antas uppnå full produktion. Därefter ligger energiunderskottet på en konstant nivå i och med att utbyggnad av vindkraft möter den ökade elanvändningen. I Danmark leder en ökad elanvändning i kombination med en något minskad termisk produktion till att underskottet på årsbasis ökar, trots att vind- och solkraft ökar. Sammantaget är Norden nettoexportör på årsbasis under hela analysperioden.

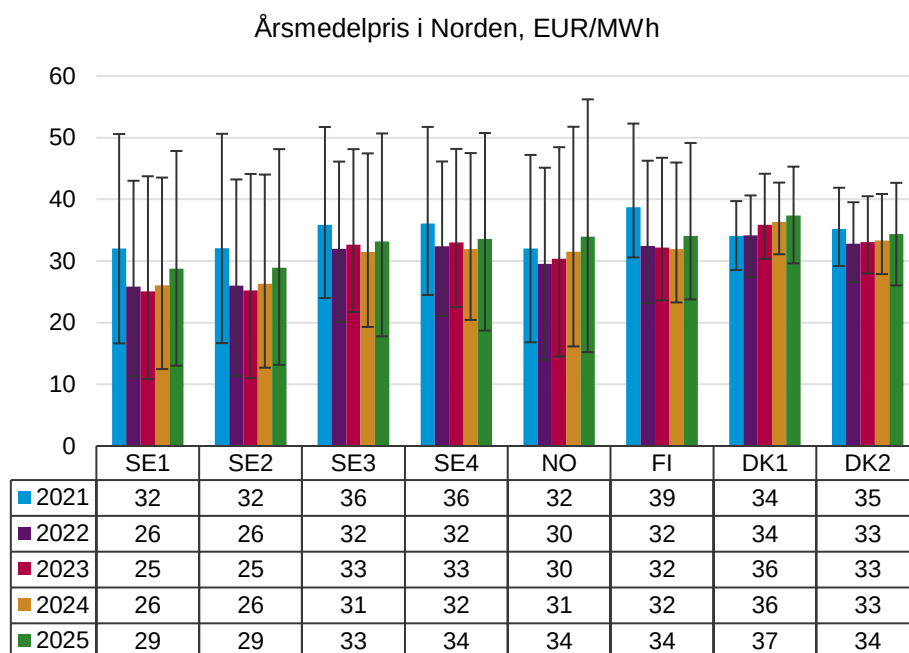
Vattenkraftsproduktionen förblir på samma nivå. Kärnkraftsproduktionen ökar efter att Olkiluoto 3 antas uppnå full produktion under 2022. Den ökande elförbrukningen möts till stor del av utbyggnaden av vind medan den övriga termiska kraften minskar. Även solkraft ökar under analysperioden men motsvarar endast ca 2 procent av elproduktionen på nordisk nivå 2025. Totalt på nordisk nivå är energibalansen något svagare i KMA2020 jämfört med KMA2019. Förseningen av Olkiluoto 3 påverkar den finska och den nordiska balansen år 2021.

3.1.2 Priser

På elmarknaden handlas el under fri konkurrens 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 intradag marknad där elhandlare och producenter kan handla sig till balans mellan produktion och förbrukning av el för kommande drifttimmar innevarande dag. Elmarknaden är indelad i geografiska områden, så kallade elområden. Elpriset i varje elområde bestäms av utbud och efterfrågan på elmarknaden och överföringskapacitet mellan elområden.

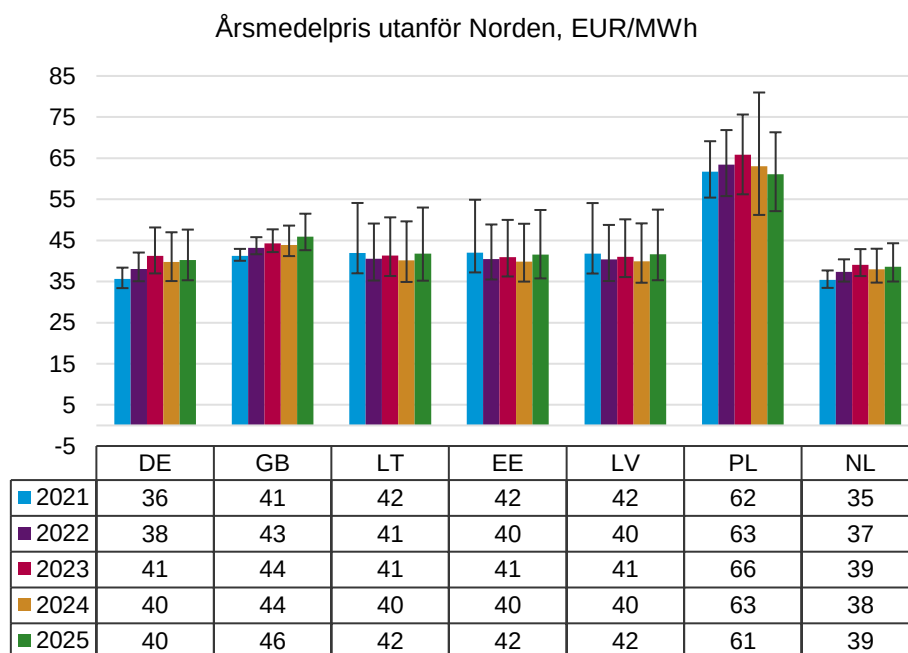
Årsmedelpris

I Figur 10 och Figur 11 visas simulerat årsmedelpris för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet under analysperioden. Klamrarna visar utfallsrummet för årsmedelpriset för de 35 simulerade väderåren. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort mellan olika simulerade väderår, framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften har stor betydelse.



Figur 10 Årsmedelpris i Norden. Av platsskäl redovisas de norska elområdena i Bilaga 2. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

I Sverige är årsmedelpriset lägre i slutet av analysperioden än vid starten i alla elområden. När Olkiluoto 3 tas i drift år 2022 medför det ett lägre pris i Norden, framförallt i Finland och norra Sverige. Undantaget är DK1, vars pris är starkare kopplat till kontinenten. Priset är generellt högre i länderna på kontinenten (se Figur 11), jämfört med priset i Norden.

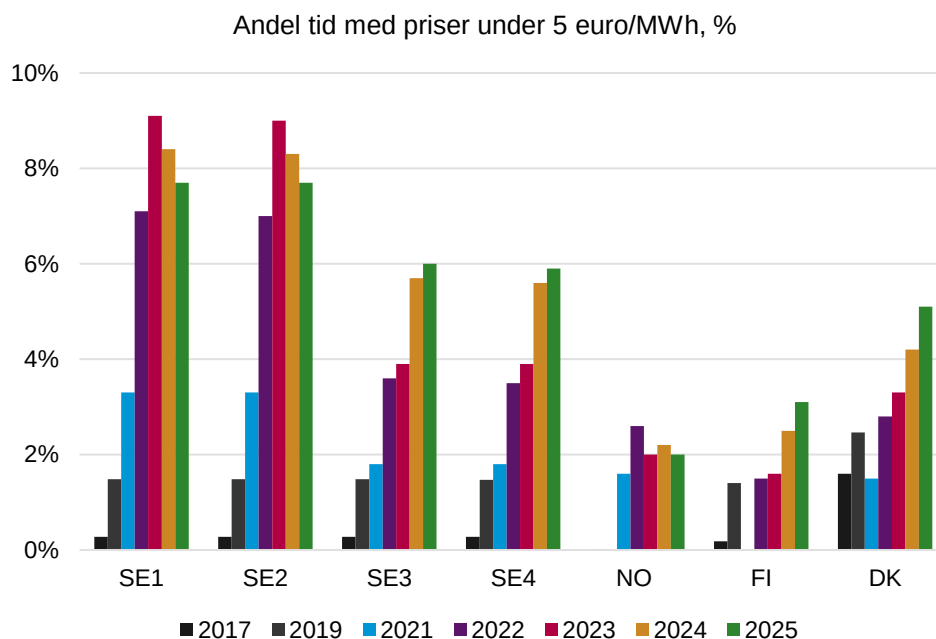


Figur 11. Årsmedelpris utanför Norden. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

I årets KMA är årsmedelpriset lägre i alla nordiska elområden 2021–2025 jämfört med tidigare KMA, trots att elanvändningen antas vara högre. Det kan förklaras av antaganden om lägre bränslepriser (se avsnitt 2.1.8 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*) och ökande mängd vindkraft. Jämfört med KMA2019 är årsmedelpriset även lägre i alla länder som är direkt kopplade till det nordiska kraftsystemet, förutom för år 2022–2024 i Polen. Även priset i Baltikum minskar till följd av lägre pris i Finland och samtidigt ökad export från Finland till Estland (se avsnitt 3.1.3 *Handelsflöden*). Att vindkraften byggs ut både i Finland och i Baltikum, framförallt i Litauen men även i Estland, bidrar också till lägre de priserna.

Låga och höga timpriser

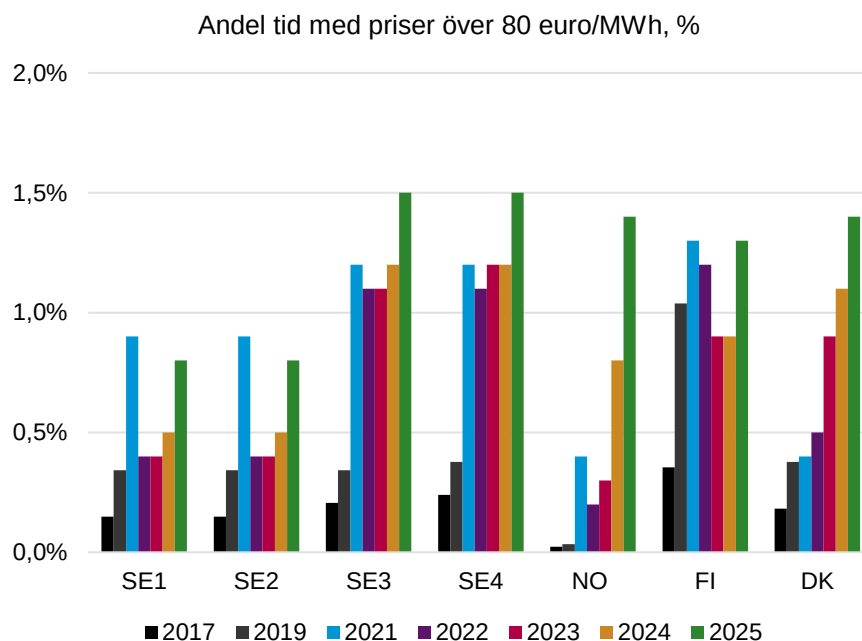
Figur 12 visar andelen tid då priserna blir mycket låga (under 5 euro/MWh). Andelen tid med mycket låga priser ökar tydligt under analysperioden för hela Norden, förutom för Norge.



Figur 12. Andel tid i procent av året som de svenska elområdena samt de nordiska länderna har mycket lågt timpris i modellen (under 5 euro/MWh). Historisk data för åren 2017 och 2019 visas också. Källa: Svenska kraftnät, Nord Pool för historisk data.

Nollpriser uppstår omkring två procent av tiden i SE1 och SE2 men inte i några andra elområden. Modellen räknar inte med negativa priser, så det lägsta pris som kan uppstå i ett elområde är noll. Historiskt sett har priser under 5 euro/MWh varit ovanliga. Historisk data för åren 2017 och 2019 visas också i Figur 12.

Andelen tid med högt elpris (minst 80 euro/MWh) visas i Figur 13. Under analysperioden blir perioderna med högt elpris i Norden mer frekventa. Det är mest tydligt i Norge och Danmark. I Sverige och Finland minskar först andelen tid med högt elpris mellan 2021 och 2022 (då Olkiluoto 3 tas i drift) för att öka igen mot slutet på analysperioden, särskilt i södra Sverige. Det högsta timpriset som uppstår är drygt 400 euro/MWh, vilket sker i DK1 under några timmar 2025.



Figur 13. Andel tid i procent av året som de svenska elområdena samt de nordiska länderna har högt timpris i modellen (över 80 euro\MWh). Källa: Svenska kraftnät. Historiska priser från Nord Pool.

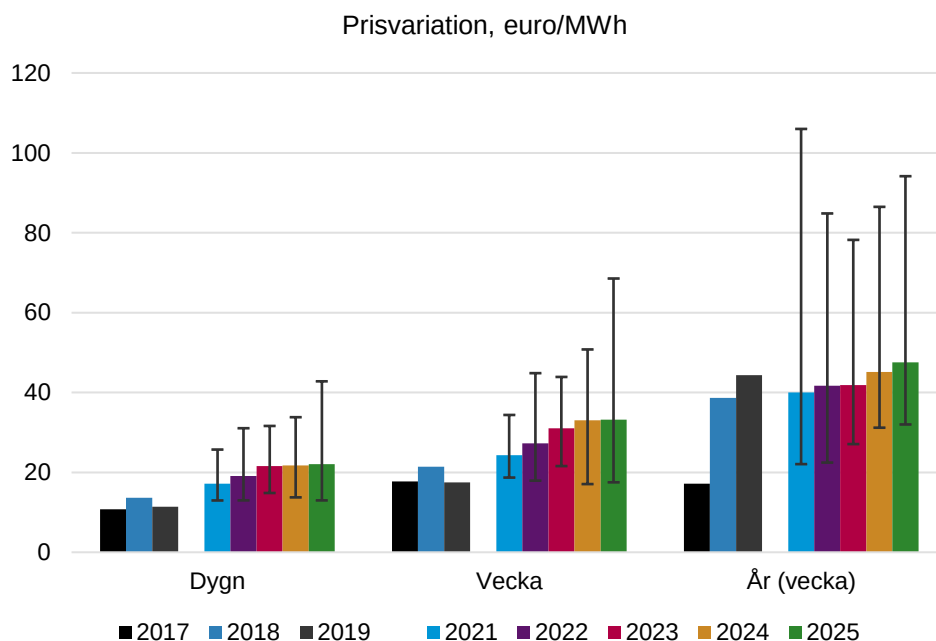
Att antalet timmar med både lågt och högt elpris ökar är en konsekvens av större andel variabel produktion och mindre andel planerbar kraft. Starkare sammankoppling med kontinenten och Storbritannien kan även bidra till timmar med höga priser i Norden. Trenden av ökad variation kan även ses i avsnittet om *Prisvariation ökar under analysperioden* nedan. Vid mycket hög vindkraftsproduktion över ett stort geografiskt område i kombination med låg förbrukning, kan priset bli nära noll eller till och med negativt. Det hände för första gången i Sverige under några timmar en natt i februari 2020.

Prisvariation ökar under analysperioden

Prisvariation uttrycks som skillnaden mellan högsta och lägsta timpris under ett medeldygn, en medelvecka eller skillnaden mellan högsta och lägsta veckomedelpris under ett år. En hög prisvariation ger ett incitament för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden.

I Figur 14 visas prisvariation över de olika tidsintervallerna för SE3. Staplarna visar den genomsnittliga prisskillnaden och klamrarna spannet mellan det väderår som motsvarar högst respektive lägst prisvariation. Utfall för år 2017–2019 presenteras för att jämföra analysperioden med historiskt utfall.²⁴

²⁴ https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/ElspotPricesxxxx_Hourly_EUR.



Figur 14. Prisvariation för SE3 för de historiska åren 2017-2019 samt analysåren 2021-2025. Källa: Historiskt elpris Nord pool Elspot och Svenska kraftnät.

Prisvariation i SE3 (Figur 14) visar en del av utmaningarna i framtidens kraftsystem eftersom prisförändringar under olika perioder ger en indikation på hur utmanande det kan komma att vara att balansera systemet.

Den genomsnittliga prisvariationen ökar under analysperioden. Den största ökningen av prisvariation sker inom veckan. Klammarna visar dock att prisvariationen skiljer sig åt väldigt mycket mellan väderåren, framförallt vad gäller skillnaden mellan veckomedelpriser under ett år (se staplar för År (vecka) längst till höger i Figur 14.). Spannet för prisvariation under en medelveckan ökar också mycket under slutet av perioden. Det är ett fåtal väderår som har väldigt hög prisvariation vilket klammarnas storlek visar. En av flera orsaker som driver på ökningen av prisvariationen är den kraftiga utbyggnaden av vindkraft som gör att växlingarna mellan produktionsöverskott och -underskott i systemet sker oftare.

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). Eftersom vindkraften inte har någon rörlig produktionskostnad och kan bjuda in till väldigt lågt pris, så sjunker elpriset vid stor andel vindkraftsproduktion. Det erhållna årsmedelpriset för vindkraftsproducenterna blir därför generellt lägre än årsmedelpriset på el. Till följd av elcertifikatsystemet kan vindkraften dessutom bjuda in till negativa priser. Det är dock inte något som syns i Svenska kraftnäts simuleringsresultat eftersom

den elmarknadsmodell som använts inte tillåter negativa priser. Precis som för vindkraft erhåller även övriga kraftslag ofta ett annat årsmedelpris än årsmedelpriset för el. Planerbar kraft, till exempel vattenkraft, kan följa elprisutvecklingen, och kan därför ofta ha ett högre erhållet pris än årsmedelpriset. Mindre flexibel kraft, t.ex. kärnkraft, följer ofta årsmedelpriset. Flexibiliteten begränsas av olika faktorer, exempelvis vattendomar i vattenkraftverk, säsongsbegär för värme etc. Solenergi ingår inte i analysen då den fortfarande utgör en liten del av produktionsmixen i Sverige.

I Figur 15 visas en jämförelse mellan simulerat årsmedelpris per elområde och det årsmedelpris som erhålls per kraftslag för analysåren 2021 och 2025. I Sverige och Finland är elpriset lägre 2025 jämfört med 2021 medan det i Norge och Danmark är högre och det erhållna priset följer förstås elprisutvecklingen. Ett undantag är kraftvärme och kondenskraft i SE3 och DK2, som har ett högre erhållet elpris 2025 än 2021 fastän elpriset i båda områden är något lägre. Även utvecklingen av erhållet pris för vindkraft i Norge sticker ut något eftersom elpriset ökar mer än ökningen av erhållet pris, vilket innebär att differensen ökar trots högre erhållet pris i flera områden.

Vindkraftsproduktionen antas öka kraftigt under analysperioden (se avsnitt 2.1.4 *Vindkraft*), vilket gör det kraftslaget extra intressant att studera. Intäkterna består i huvudsak av det erhållna elpriset, och därigenom är detta kopplat till investeringsviljan (utbyggnadstakten). Den ökande andelen vindkraft i systemet leder till större skillnad mellan årsmedelpriset och det av vindkraften erhållna priset för år 2025, jämfört med år 2021. För vindkraft är skillnaden mellan elpris och erhållet pris för både år 2021 och 2025 negativ, vilket innebär att vindkraften får mindre betalt än det genomsnittliga elpriset per år. I många områden som redan har ett lägre erhållet pris för vindkraft år 2021 antas det byggas mer, vilket också medför relativt större skillnader 2025. Den största skillnaden uppkommer i mellersta Norge (NO3) mot slutet av analysperioden.

I SE3 och Finland finns 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. Även vattenkraften har ett erhållet pris nära elpriset både 2021 och 2025. I Sverige sticker SE2 ut något eftersom det är det enda elområde där vattenkraft får ett något lägre erhållet pris än årsmedelpriset.

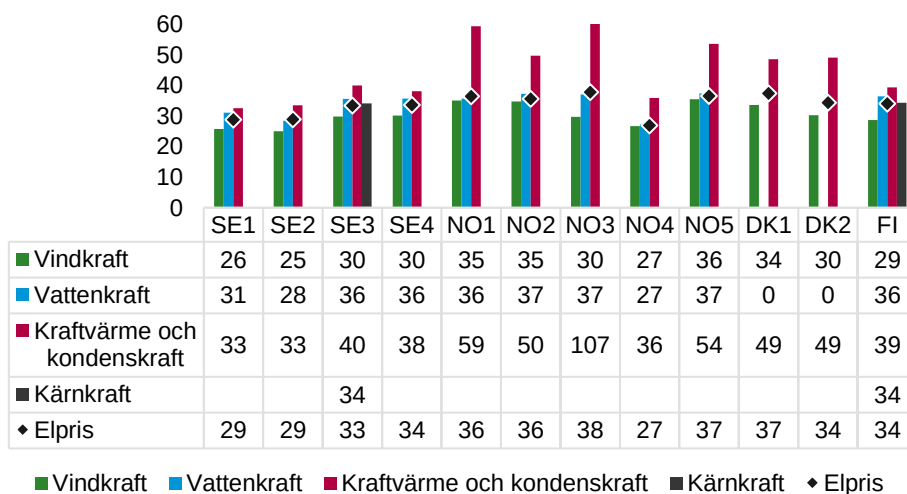
Kraftvärme och kondenskraft har ett högre erhållet pris i alla områden både 2021 och 2025. Dessa kraftverk producerar ofta mer under vintermånaderna när elpriset är högre. De kan dock ändå ha lönsamhetsproblem om antalet körtimmar är väldigt lågt. I Norge, och även Sverige, utgör de en relativt liten del av energibalansen, se Figur 9. I Norge innehåller denna kategori i princip bara kondenskraft som körs vid ansträngda situationer och det erhållna priset blir därför mycket högt.

År 2021

Simulerat erhållet årsmedelpris, euro/MWh



År 2025



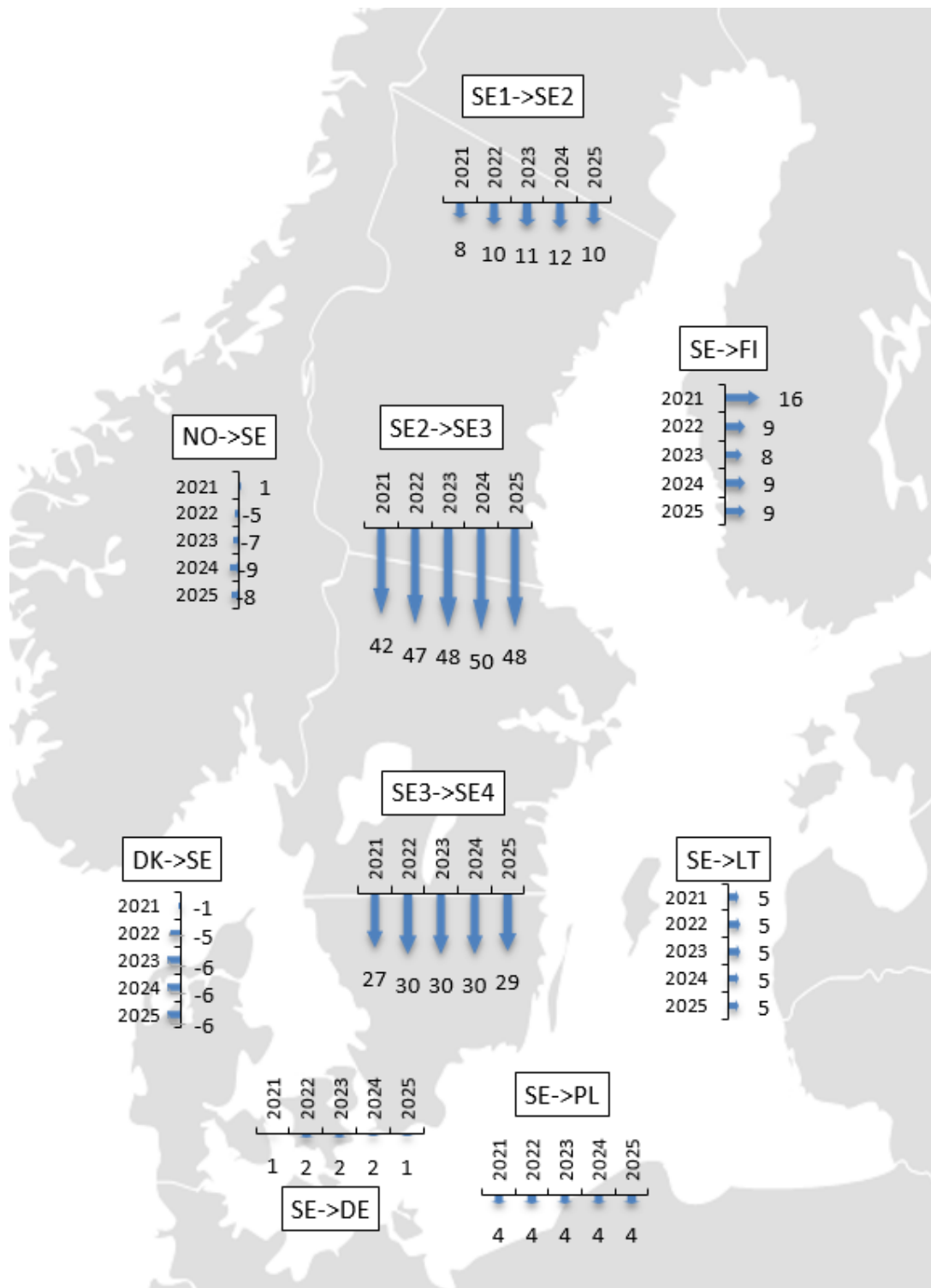
Figur 15. Simulerat erhållet årsmedelpris i euro/MWh per kraftslag jämfört med simulerat årsmedelpris för el 2021 och 2025. Observera att figuren är klippt vid priset 60 euro/MWh för ökad tydlighet. Erhållet årsmedelpris för kraftvärme och kondenskraft i NO3 är 107 euro/MWh, vilket alltså inte syns i grafen. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.3 Handelsflöden

I Figur 16 redovisas de årliga nettohandelsflödena, i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. De södergående flödena inom Sverige ökar överlag fram till 2024. År 2025 ökar elanvändningen i SE1, vilket minskar södergående flöden något. Ökningen i elanvändning består i det så kallade HYBRIT-projektet, vilket innebär att fossilt kol i ståltillverkningen ska ersättas av vätgas, tillverkad med hjälp av el. Det är en kombination av händelser som leder fram till det ökade södergående flödet: produktionsökningen av vindkraft i norra Sverige och Norge,

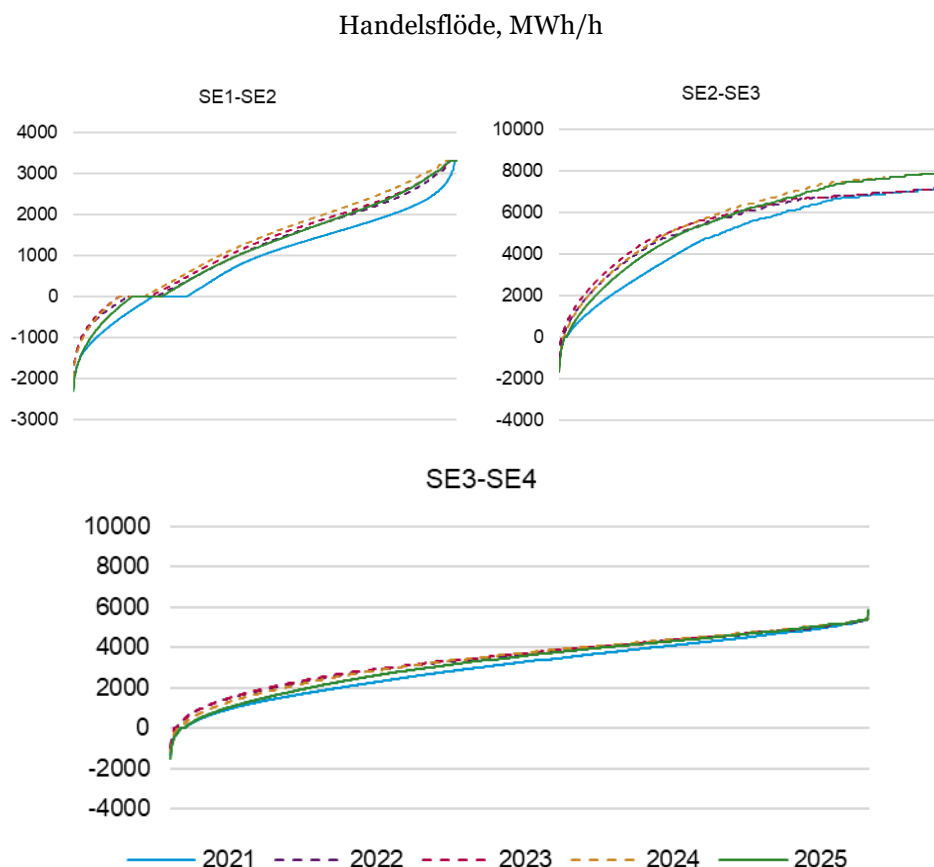
ökad överföringskapacitet från både Danmark och Norge mot kontinenten och Storbritannien, samt att Olkiluoto 3 tas i drift. Nettoflödet mot Norge byter riktning 2021 med efterföljande nettoexport till Norge under resten av analysperioden. Den ökade kapaciteten från Danmark mot kontinenten under analysperioden medför ett ökat flöde från Sverige mot Danmark. Som tidigare nämnts minskar flödet mot Finland när Olkiluoto 3 tas i drift.

Nettoflöde på årsbasis, TWh



Figur 16. Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 17 visas handelsflöden på de interna svenska snitten som varaktighetsdiagram, det vill säga alla simulerade timmar för varje analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området, dvs. i Figur 17 söderut.

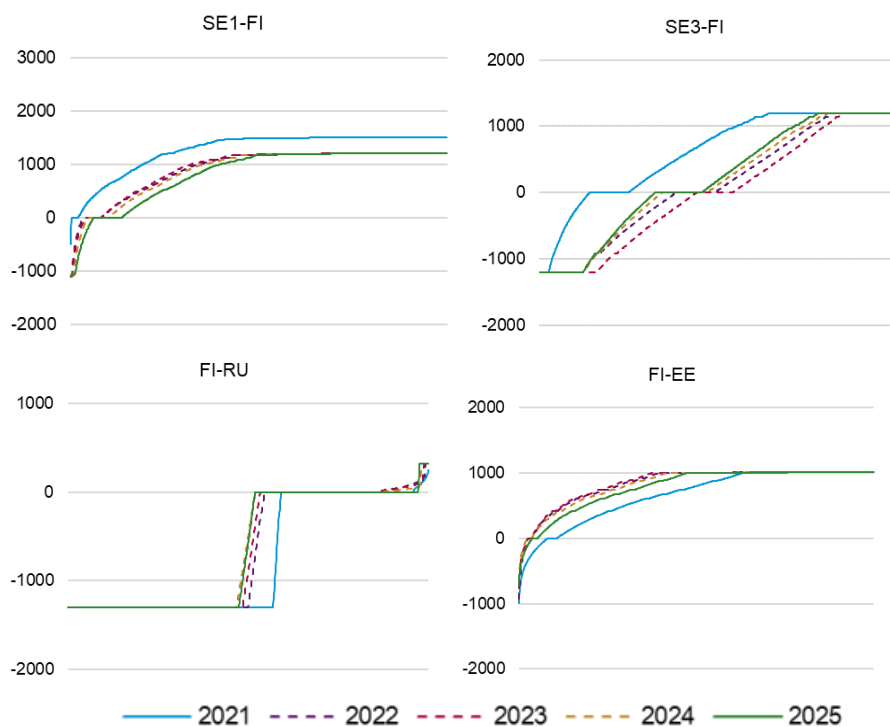


Figur 17. Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt. Källa: Svenska kraftnät.

Det södergående flödet från SE1 och SE2 mot SE3 ökar framförallt när kapaciteten SE1-FI begränsas år 2022 och minskar något 2025 då elanvändningen i SE1 går upp något. Även flödet över SE3-SE4 ökar något från 2022. Handelskapaciteten på snitten är ofta begränsade, därför ses ingen tydlig plåtå i Figur 17, trots att snitten tidvis är fullt belastade.

Handelsflödet mellan Sverige och Finland är fortsatt relativt stort, se Figur 18. Driftsättningen av Olkiluoto 3 i mars 2022 får två tydliga konsekvenser, dels minskar exporten kraftigt från SE3 till Finland, dels sänks överföringskapaciteten mellan SE1 till Finland. Driftsättningen av Olkiluoto 3 innebär att det från 2022 kommer bli vanligare med flöden i motsatt riktning (från Finland till SE3). Även Finlands import från Ryssland minskar från 2022 och flödet från Finland till Estland ökar.

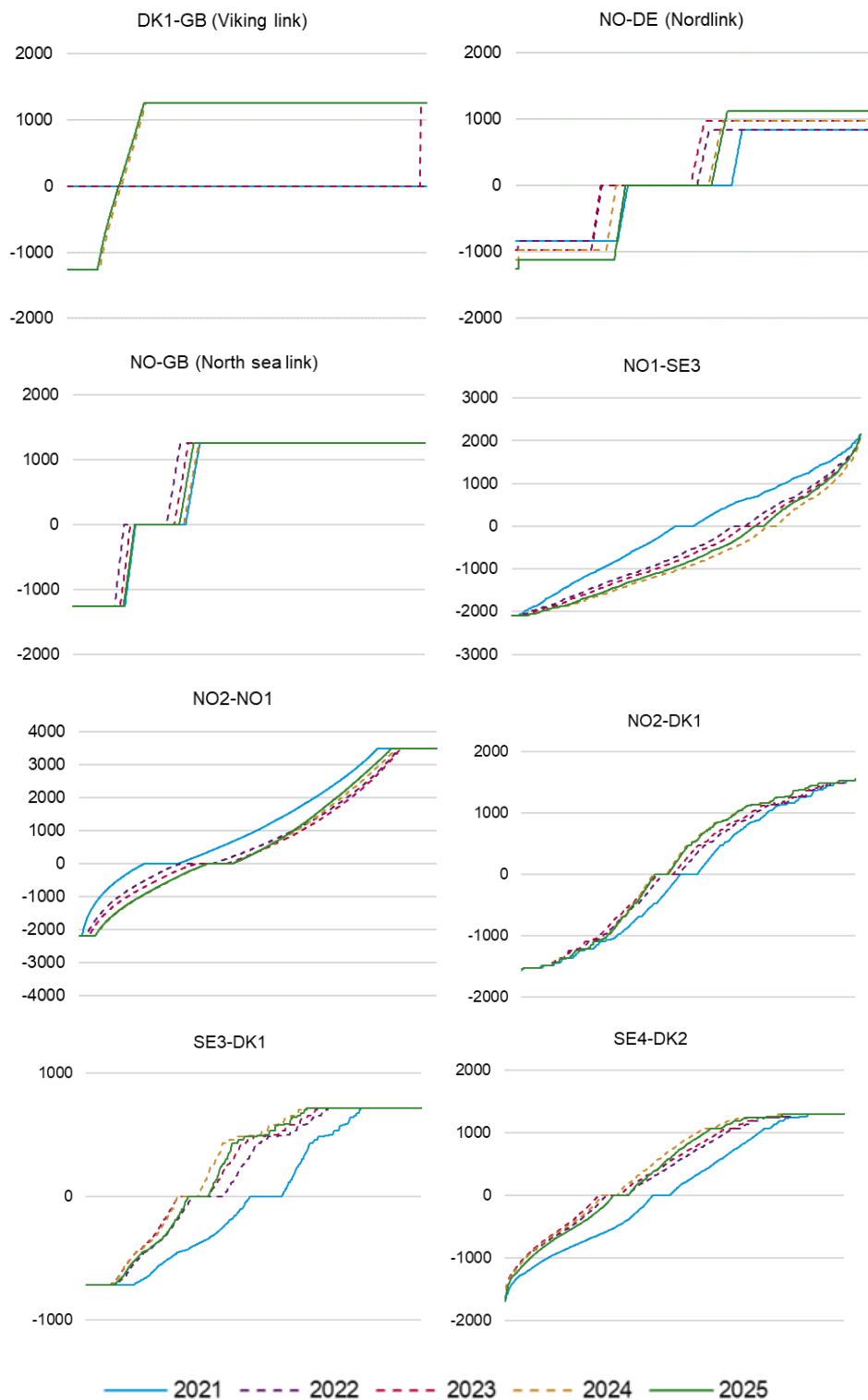
Handelsflöde, MWh/h



Figur 18. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige, Ryssland respektive Estland. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 19 visas handelsflödet på de nya utlandsförbindelserna till Storbritannien och Tyskland samt hur de påverkar närliggande snitt.

Handelsflöde, MWh/h

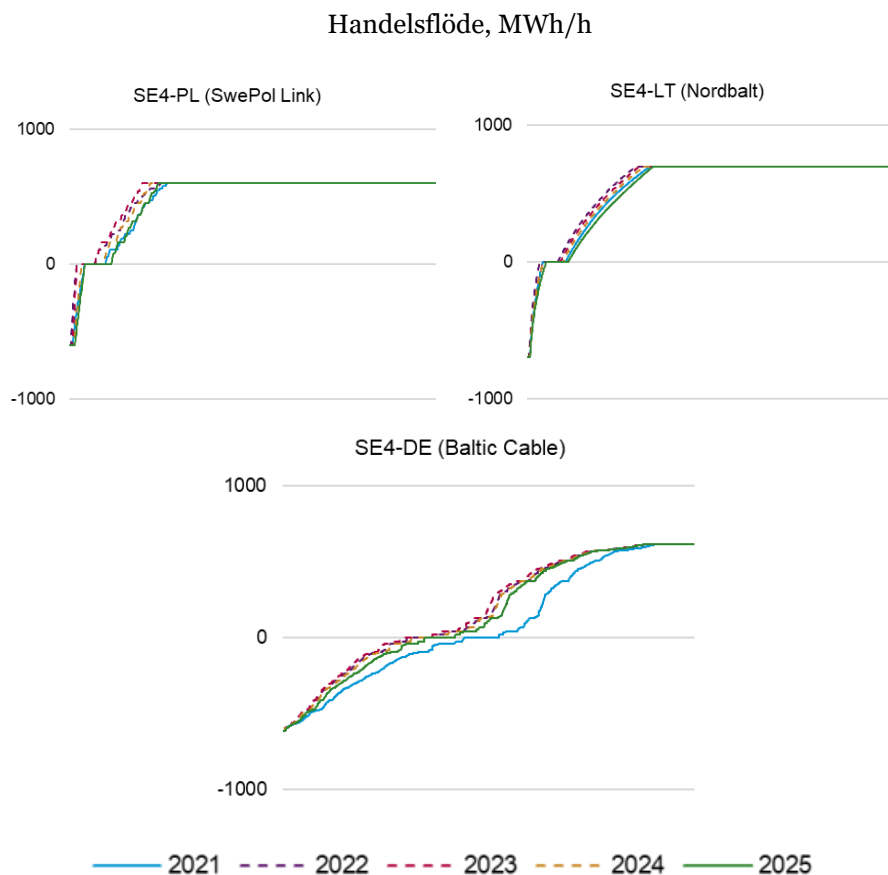


Figur 19. Handelsflöden på de nya förbindelserna mellan Danmark och Storbritannien samt Norge och Storbritannien/Tyskland och flödet på närliggande förbindelser. Källa: Svenska kraftnät.

De nya förbindelserna från Danmark och Norge mot Storbritannien och Tyskland har stor påverkan på handelsflöden inom Norden. En följd är att flödet från Sverige till både Norge och Danmark ökar under perioden, för att nå prisområdena med högre elpris (Storbritannien och Tyskland). När North Sea Link driftsätts år 2021 visar simuleringsresultaten att Norge kommer exportera 1 400 MW ca 70 procent av tiden till Storbritannien. Nord Link kommer överföra elenergi i båda riktningarna, med export mot Tyskland ca 50 procent av tiden och import från Tyskland ca 30 procent av tiden.

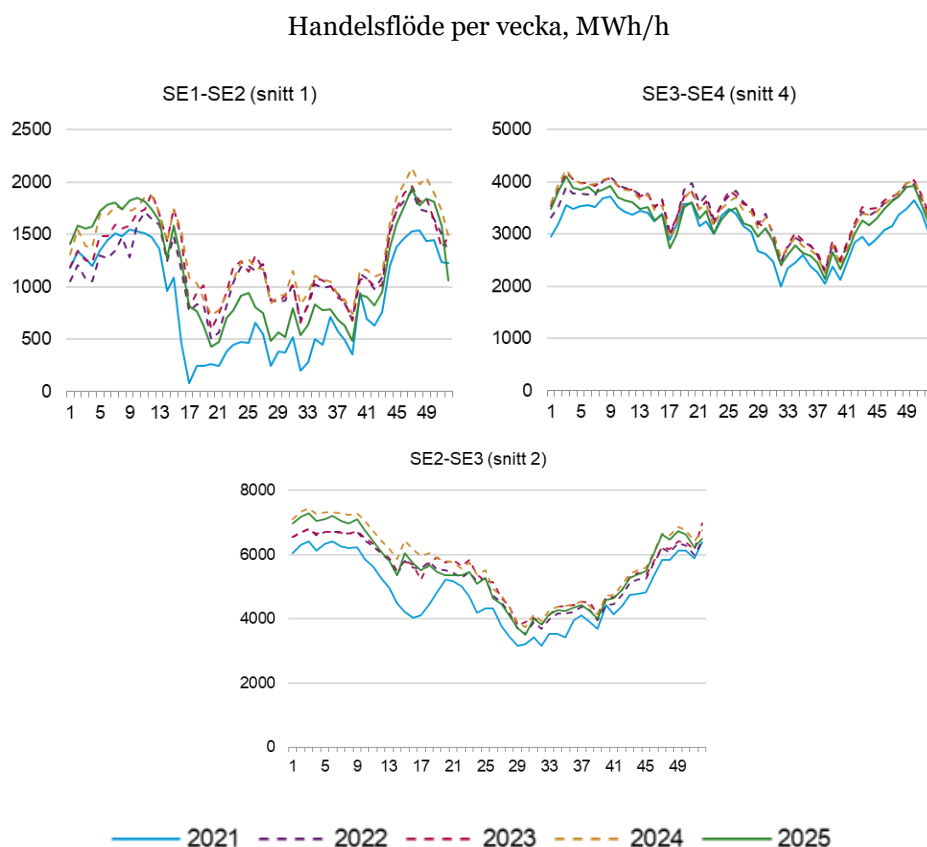
Exporten från södra Sverige mot de båda danska elområdena ökar kraftigt över analysperioden. När Viking Link tas i drift nyttjas den i huvudsak som exportkabel, drygt 80 procent av tiden går flödet från Danmark till Storbritannien.

Flödet på Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 20. Flödet mot Polen och Litauen förändras inte nämnvärt under analysperioden. Mot Tyskland ökar exporten, framförallt mellan 2021 och 2022. Resultat i Figur 20 förstärker det som visas i Figur 16, att SwePol Link och NordBalt framförallt är exportförbindelser medan Baltic Cable används för både import och export.



Figur 20. Handelsflöden på förbindelserna i Östersjön: SwePol Link, Nordbalt och Baltic Cable.

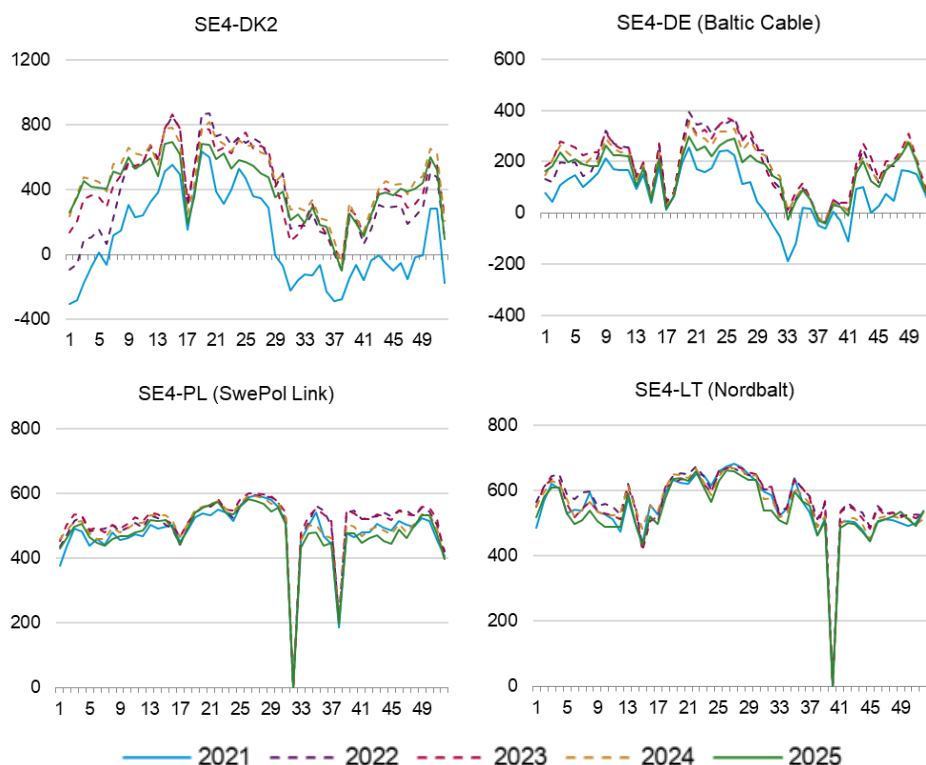
I Figur 21 visas handelsflöden per vecka på de interna svenska snitten för analysåren. Flödesvariationen över året framgår i figuren.



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

Flödet ökar något på alla snitt, och 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 exporten via SE4 vidare till kontinenten är som störst under sommaren för att sedan minska på vintern, vilket visas i Figur 22. Likströmskablar mot Litauen och Polen har en veckas revision per år i modellen vilket förklarar veckorna med nollflöde för dessa förbindelser.

Handelsflöde per vecka, MWh/h



Figur 22. Medelflöden per vecka på förbindelserna mellan elområde SE4 och Danmark (DK2), Tyskland (DE), Polen (PL) och Litauen (LT). Källa: Svenska kraftnät.

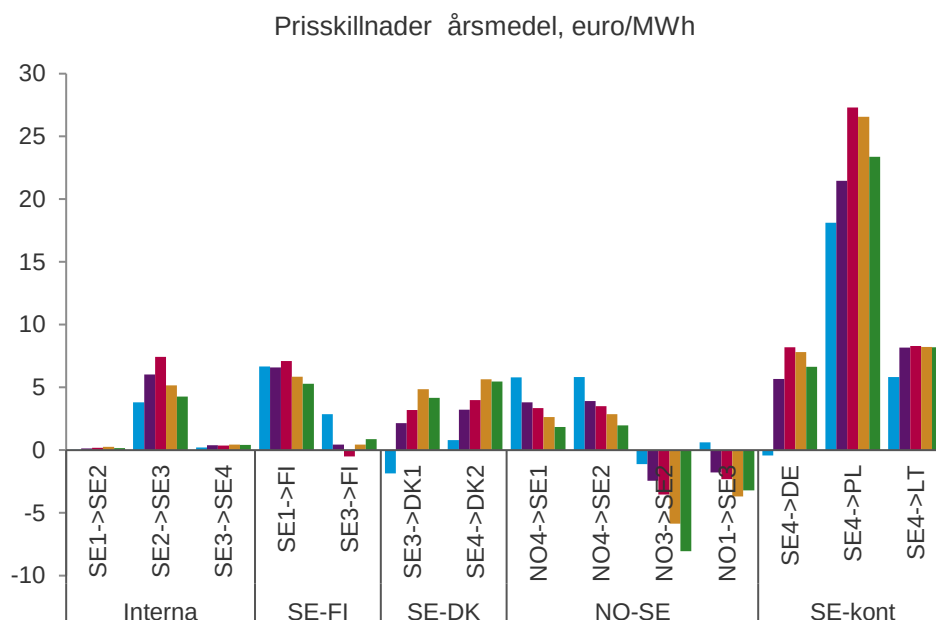
3.2 Överföringsbehov mellan elområden

Elområden kan få olika elpriser på grund av begränsningar i transmissionsnätet. När behovet överskrider överföringskapaciteten för elhandeln mellan två områden (över ett så kallat ”snitt”), blir det olika priser i de olika områdena. Om överföringen av el mellan elområden är lägre än överföringskapaciteten blir det samma pris i elområdena. I Figur 10 och Figur 11 visas simulerat årsmedelpris under analysperioden för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Skillnader i årsmedelpris visar att det finns begränsningar mellan elområden, och det indikerar att det kan finnas ett behov av att förstärka transmissionsnätet genom att öka överföringskapaciteten mellan elområden.

3.2.1 Prisskillnader över snitt

I Figur 23 presenteras medelvärdet för prisskillnader över Sveriges interna och externa snitt för analysåren. Inom Sverige är det i första hand snitt 2 som utgör en flaskhals. Det innebär att prisskillnaden mellan Sveriges norra elområden (SE1 och SE2) och Sveriges södra elområden (SE3 och SE4) är relativt stor. Som kan utläsas i Figur 23 ökar den prisskillnaden mellan 2021 och 2023. Trenden med ökande

prisskillnad på snitt 2 bryts 2024 då kapaciteten på snittet ökar, men skillnaden är ändå fortsatt på en hög nivå.



Figur 23. Prisskillnad för svenska snitt och utlandsförbindelser. Källa: Svenska kraftnät.

Driftsättningen av Olkiluoto 3 leder till en starkt finsk energibalans (se Figur 9) och är en anledning till att prisskillnaden mellan SE3 och Finland minskar 2022. Prisskillnaden mellan SE1 och Finland är ändå stor, och där planeras också en tredje AC-förbindelse 2025/2026. Prisskillnaden mot de danska områdena ökar kraftigt 2024 vilket sannolikt beror på den ökade överföringskapaciteten mot Tyskland, att Viking Link tas i drift och att den termiska produktionskapaciteten i landet minskar. Prisskillnad mellan SE4 och Tyskland år 2021 är marginell, därefter ökar prisskillnaden mot Tyskland vilket kan förklaras av att den tyska kärnkraften avvecklas.

Prisskillnaden mellan norra Norge (NO4) och norra Sverige är till en början hög men minskar under analysperioden, vilket kan förklaras av att mer vindkraft byggs i SE1 och SE2 samtidigt som exporten mot Finland begränsas 2022. Att kapaciteten i Sverige förstärks mellan norr och söder i Sverige påverkar inte trenden med minskad prisskillnad, som fortsätter under hela analysperioden. Elpriset i norska elområden stiger generellt när båda förbindelser mot Tyskland och Storbritannien tas i drift. Båda utlandssnitten mellan SE4 och Polen respektive Litauen är på en hög nivå.

Vid en kapacitetsförstärkning mellan länder kan det behövas förstärkningar i interna snitt och inom elområden för att uppnå en ökad handelskapacitet. Vid

förstärkning av interna snitt kan det på motsvarande sätt krävas förstärkningar inom elområden för att uppnå en ökad handelskapacitet i snittet.

Prisskillnader snitt 2

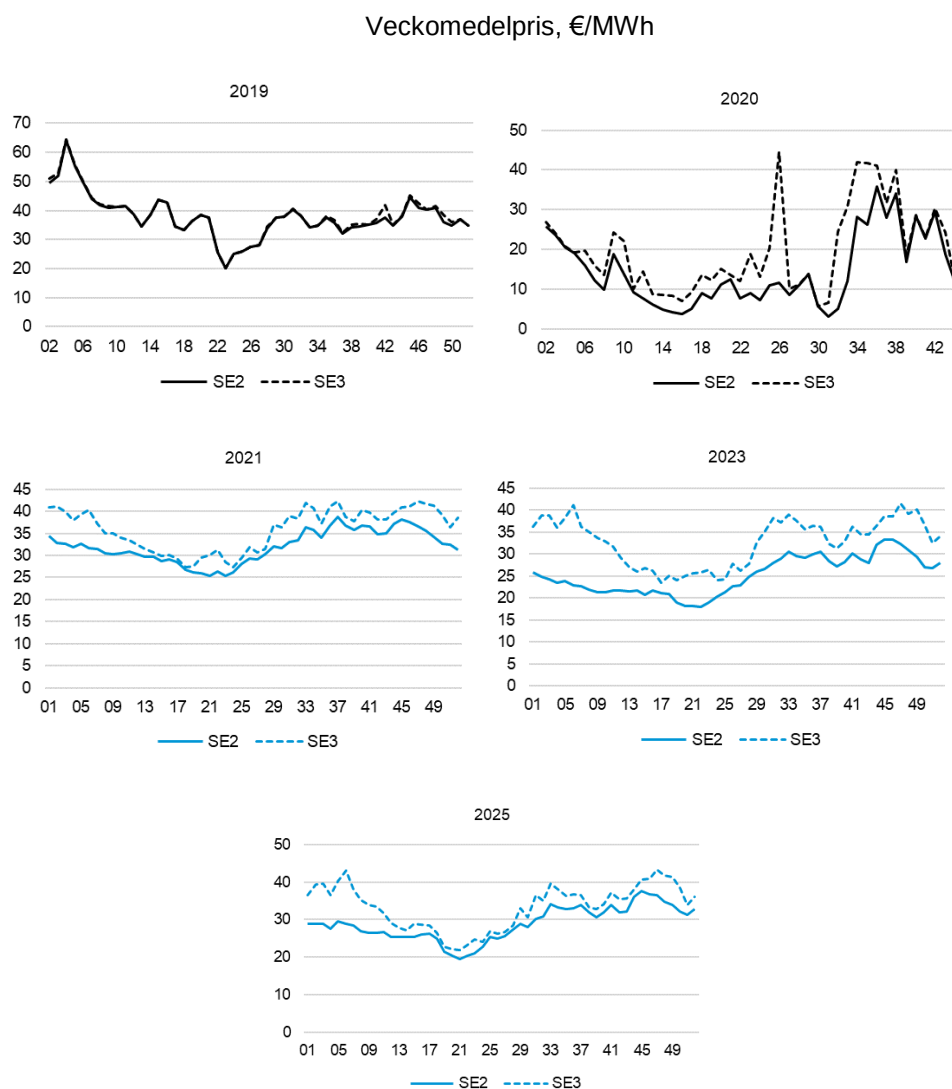
Då prisskillnaden förblir på en hög nivå mellan SE2 och SE3 är det intressant att studera snitt 2 ytterligare. I Figur 24 visas medelpriset per vecka för SE2 och SE3 för de historiska åren 2019 och 2020 (fram till v. 44) och för de simulerade analysåren 2021, 2023 och 2025. Det historiska året 2019 är mer likt ett ”generellt” historiskt år, med relativt små prisskillnader mellan SE2 och SE3. År 2020 är skillnaderna över snitt 2 större.

År 2020 är ett år som utmärker sig med både låga elpriser och relativt stor prisskillnad mellan SE2 och SE3. De låga elpriserna i början av året var en följd av nederbörd över det normala, mildare väder och mycket vind. Under sommaren begränsades överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 på grund av underhåll i produktionsanläggningar och utbyggnad i transmissionsnätet, vilket innebar att den goda eltillgången i norra Sverige och norra Norge inte kunde föras över till södra Sverige. I södra Sverige var behovet större än produktionen vilket innebar högre elpriser.

De låga elpriserna i kombination med pågående pandemi gjorde att flera kärnkraftsproducenter valde att förlänga sina revisionstider. Förlängningarna i kombination med att uppstarten av Ringhals 3 försenades innebar att det behövdes åtgärder för att förbättra driftsäkerheten, med avseende på spänningsstabilitet och korslutningseffekt i södra Sverige. Svenska kraftnät ingick därför avtal²⁵ med Vattenfall så att Ringhals 1 gjordes tillgänglig under sommaren. En annan åtgärd som genomfördes var avtal²⁶ om att sätta Karlshamnsverket och Rya Kraftvärmeverk i beredskap för att kunna tillgängliggöra aktiv och reaktiv effekt under sommaren. Att Ringhals 1 bidrog till driftsäkerheten innebar också att elproduktionen ökade i SE3.

²⁵ Avtal med Vattenfall med syfte att säkra resurser för att hantera driftsituationen i södra Sverige under sommaren 2020.

²⁶ Avtal med Sydkraft Thermal Power AB och Göteborg Energi AB beträffande tillgänglighet och reglering av Karlshamnsverket respektive Rya Kraftvärmeverk. Syftet med avtalen var att säkra resurser för att avlasta transmissionsnätet och förbättra spänningsstabiliteten i systemet för att hantera driftsituationen i södra Sverige under sommaren 2020.



Figur 24. Medelpris per vecka för SE2 och SE3, historiska data för år 2019 och fram till vecka 44 år 2020. Källa: Nord pool. Simulerat medelpris per vecka för SE2 och SE3 för år 2021, 2023 och 2025. Källa: Svenska kraftnät.

Som Figur 24 visar så ökar prisskillnaden mellan SE2 och SE3 först mellan 2021 till 2023, för att sedan minska år 2025. Det kan förklaras av att kapaciteten över snittet ökar under 2024. Prisskillnaden är som störst vintertid när behovet att överföra effekt söderut är som störst. Det är viktigt att beakta att analysen ger medelvärden för 35 olika väderår där vissa av dem sticker ut med mycket höga priser vilket drar upp medelvärdet.

3.2.2 Kapacitetsavgifter

Kapacitetsavgifter uppkommer som en följd av överföringsbegränsningar i transmissionsnätet. De uppstår vid elhandel mellan elområden med olika pris 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.

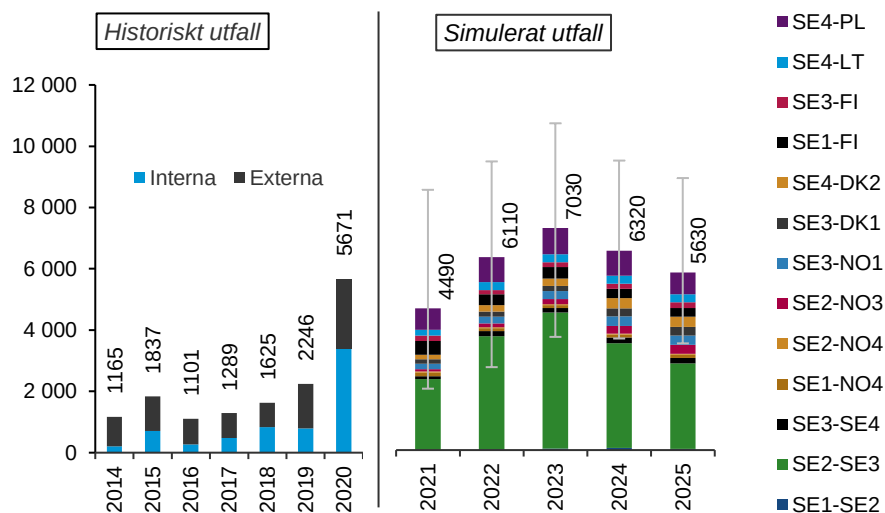
Kapacitetsavgifter kan vara interna och externa. De kapacitetsavgifter som uppkommer inom landets gränser, det vill säga i Sveriges snitt 1, snitt 2 och snitt 4, kallas för interna kapacitetsavgifter. De interna kapacitetsavgifterna tillfaller i sin helhet Svenska kraftnät. Externa kapacitetsavgifter är de som uppkommer på 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 EU-förordning nr 2019/943. I första hand ska de användas till att garantera att tilldelad överföringskapacitet är tillgänglig (till exempel genom mothandel), att optimera nyttjandet av nätkapaciteten eller att täcka kostnader för nätinvesteringar i syfte att minska kapacitetsbegränsningar mellan länder. Då EU-förordningen enbart reglerar hur externa kapacitetsavgifter ska hanteras, har Svenska kraftnät tagit fram kompletterande principer för hanteringen av de interna kapacitetsavgifterna. Dessa principer utgår från det europeiska regelverket. I tillägg får de interna kapacitetsavgifterna vid behov användas för att begränsa stora tariffhöjningar och resultatunderskott för att skapa en långsiktigt stabil tariff till nytta för marknadens aktörer.

På grund av de specifika kriterierna för användning av kapacitetsavgifterna är det viktigt att följa utvecklingen för att i viss mån kunna planera för hur de ska avsättas. Det är dock svårt att prognosticera kapacitetsavgifterna då en rad faktorer påverkar utfallet, som tillgänglig elproduktion och överföringskapacitet, hydrologiska förhållanden, väderlek, konjunktur med mera. I Figur 25 redovisas historiska kapacitetsavgifter för åren 2014–2019, och för år 2020 fram till v. 44 samt 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. Ur Figur 25 framgår att år 2020 är ett rekordår för kapacitetsavgifter. Milt, nederbördsrikt och blåsigt väder, framförallt i början av året, pressade elpriserna. Även om

medelpriset på el generellt varit ovanligt lågt har prisskillnaderna mellan elområden varit stora, vilket lett till höga inflöden av kapacitetsavgifter.

Kapacitetsavgifter Svenska kraftnäts del, mnkr



Figur 25. Till vänster visas historiskt årligt inflöde av kapacitetsavgifter för perioden 2014–2020 (till och med. v. 44 för år 2020) uppdelade på interna och externa snitt. Till höger visas simulerat årsmedelinflöde av kapacitetsavgifterna²⁷ fördelat per snitt och analysår. Utfallet för kapacitetsavgifterna för väderåret med högst respektive lägst inflöde representeras av klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.

Simuleringsresultaten i Figur 25 visar på fortsatt stort inflöde av kapacitetsavgifter för de kommande fem åren. Med klamrarna framgår dock vilken stor påverkan väderförhållandet har på utfallet. Att simuleringsresultatet visar på höga nivåer av kapacitetsavgifter, som dessutom ökar fram till år 2023, beror till stor del på ökande kapacitetsavgifter över snitt 2. De bakomliggande orsakerna är relativt stora prisskillnader och ökat handelsflöde över snittet som diskuterades i avsnitt 3.1.2 *Priser* respektive 3.1.3 *Handelsflöden*. Eftersom det möjliga handelsflödet över snitt 2 är relativt stort jämfört med andra snitt, så medför en ökad prisskillnad också en stor ökning av de totala kapacitetsavgifterna till Svenska kraftnät. Analysen av kapacitetsavgifter visar att snitt 2 är en tydlig flaskhals i det svenska transmissionsnätet och understryker vikten av framdrift i det så kallade NordSyd-programmet.

Eftersom många olika faktorer påverkar utfallet av kapacitetsavgifter är det svårt att med säkerhet säga något om trenden sett till det historiska utfallet. Det kan dock konstateras att inflödet av kapacitetsavgifter ökat de senaste fem åren med nya rekordnivåer både 2019 och 2020. Detta, i kombination med att

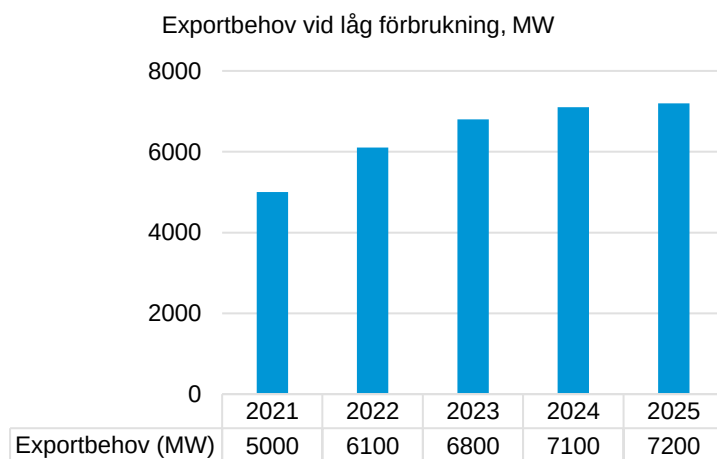
²⁷De simulerade kapacitetsavgifterna på snitten mellan Sverige och Litauen respektive Polen antas till hälften tillfalla Svenska kraftnät. Från och med år 2017, tillfaller egentligen 25 procent av de kapacitetsavgifter som uppstår då kraft transiteras från Sverige till Litauen via det nyetablerade virtuella elområdet "PLA" i Polen Svenska kraftnät.

simuleringsresultatet visar på mycket höga nivåer av kapacitetsavgifter, pekar mot ett ökat inflöde av kapacitetsavgifter framöver.

3.2.3 Exportbehov vid låg förbrukning

När förbrukningen är låg och produktionen hög kan ett effektöverskott uppstå. Kärnkraft, kraftvärme och vindkraft reducerar normalt inte sin elproduktion även om behovet, och därmed elpriset, är lågt. Vattenkraft kan ha vattendomar som innebär att de inte kan välja att minska eller avbryta sin produktion. I regel exporteras effektöverskott till elområden där behovet är större, inom eller utanför Sverige. I takt med att andelen vindkraft ökar kan dock situationer där exportbehovet är väldigt stort bli vanligare. Om lågt pris under längre period är känt i förväg kan vissa aktörer, till exempel kärnkraftsproducenter, välja att ställa av anläggningar, till exempel genom att förlänga sin revisionsperiod, vilket skulle minska exportbehovet.

Figur 26 visar exportbehovet för söndag kl. 05.00 under vecka 29 för åren i analysperioden. Detta är i regel veckan med minst förbrukning i Sverige. Antaganden i denna beräkning kommer från ENTSO-E:s *Summer Outlook*, där det görs en liknande uppskattning av exportbehov vid låg förbrukning. I uppskattningen antas att viss vattenkraft måste köras (1900 MW), att vindkraftsproduktionen är mycket hög (ca 60 procent) samt att kärnkraften kör som normalt en sommar.



Figur 26. Exportbehov från Sverige vid låg elförbrukning. Gäller söndag vecka 29 kl. 05.00. Källa: Svenska kraftnät.

Trenden visar att exportbehovet vid låg förbrukning ökar på grund av att mängden vindkraft ökar, vilken i sig generellt inte är reglerbar i dag. Om överföringskapacitet och efterfrågan i utländska elområden inte räcker till, och inte tillräckligt med nedregleringsbud finns, kan Svenska kraftnät komma att behöva koppla bort produktion för att upprätthålla balansen i systemet och bevara systemstabiliteten. I

ett framtida scenario med tillräckligt med energilager och incitament för vindkraften att vara reglerbar bör risken för överproduktion minska.

3.3 Effekttillräcklighet

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, efterfrågeflexibilitet och import. Räcker inte detta till måste man koppla bort elförbrukning i elområdet. Manuell förbrukningsbortkoppling har ännu aldrig behövt göras i Sverige. Under mycket kalla vinterdagar kan det tillfälligt uppstå situationer då elförbrukningen ser ut att överstiga möjlig produktion och import av el. Som en sista åtgärd kan Svenska kraftnät aktivera effektreserven som vi handlat upp i förväg. Effektreserven består av det oljeeldade Karlshamnsverket. Effektreserven ska finnas tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars.

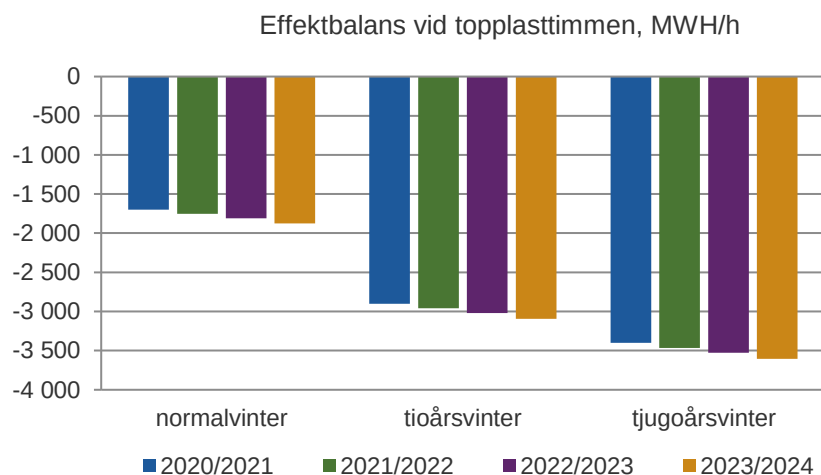
I KMA2020 har två metoder använts för att bedöma effekttillräckligheten; en statisk och en probabilistisk. Den statiska metoden beskriver den nationella balansen mellan förbrukning och produktion för timmen med högst förbrukning. Möjliga handelsflöden mot utlandet beaktas inte utan metoden kan sägas redovisa importbehovet vid timmen med högst förbrukning. Den probabilistiska metoden simulerar hela det nordeuropeiska elsystemet med import och export mellan elområden och slumpmässiga avbrott (baserad på historisk data) appliceras på produktion och överföringsförbindelser. Produktion och överföring utanför avbrott baseras dessutom på historiskt utfall. Metoden är stokastisk vilket innebär att det görs ett stort antal simuleringar och medelvärdet från dessa simuleringar används som resultat.

3.3.1 Effekttillräcklighet enligt statisk metod

Effekttillräckligheten kan bedömas med hjälp av den metod som sedan länge används i Kraftbalansrapporten. Genom att jämföra förväntad tillgänglig inhemsk produktion²⁸ med förväntad förbrukning under vintertimmen med högst elförbrukning, erhålls en så kallad *effektbalans*. Denna uppställning görs för både en normalvinter, en 10-årsvinter och en 20-årsvinter (extra kalla vintrar som återkommer i genomsnitt en gång per 10 respektive 20 år). Om effektbalansen är negativ²⁹ måste återstående effektbehov täckas med import från andra elområden utanför Sverige, alternativt genom förbrukningsfrånkoppling. Effektbalansen för Sverige är alltså därför framförallt ett mått på importbehovet. Det säger också något om effekttillräckligheten och marginaler, då det inte alltid går att importera. I Figur 27 visas effektbalansen för Sverige som helhet.

²⁸ Tillgänglig effekt under topplasttimmen beräknas som installerad effekt gånger tillgänglighetstalet för kraftslaget. För vattenkraft, kärnkraft och vindkraft är tillgänglighetstalen 82 procent, 90 procent och 9 procent. Detta anger alltså tillförlitlig tillgänglighet under just denna timme och inte över året eller vintern generellt.

²⁹ Effektbalansen är negativ då all tillgänglig produktion + effektreserven understiger förbrukningen i ett område.



Figur 27. Effektbalans i Sverige som helhet under topplasttimmen. Siffrorna kommer från rapporten "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2020". Vintern 2020/2021 motsvarar i huvudsak analysår 2021. Källa: Svenska kraftnät

Under de kommande fyra vintrar som analyserats i Kraftbalansrapporten 2020 händer inget dramatiskt med produktion och förbrukning i Sverige. Visserligen försämras effektbalansen av stängningen av Ringhals 1 i december 2020, men det sker innan första stapeln i Figur 27. Den femte vintern (motsvarande analysår 2025) analyserades inte i rapporten, men det finns ingen känd förändring det året som nämnvärt skulle förändra effektbalansen. Förbrukningen under topplasttimmen, för en normalvinter, uppskattas till 26 600 MWh/h vintern 2020/2021 och till 27 100 MWh/h vintern 2023/2024 (för en tioårsvinter ca 1 200 mer och för en tjugoårsvinter ca 1 700 mer).

Skillnaden i effektbalans skiljer sig kraftigt åt mellan norra och södra Sverige. Norra Sverige (SE1 och SE2) har stort effektöverskott. Södra Sverige (SE3 och SE4) har i dag ett tydligt underskott. Södra Sveriges effektbehov påverkas också mer av vädervariationer än norra Sverige; skillnaden i förväntad högsta elförbrukning mellan normal- och tjugoårsvinter är 300 MW för norra Sverige och 1300 MW för södra Sverige.

Under de tio senaste årens topplasttimmar har nettoimporten (skillnaden mellan import och export) i genomsnitt varit 1300 MW. Hur stor mängd produktion som funnits tillgänglig i kringliggande elområden för import till Sverige vid ansträngda situationer är svårt att mäta, men den probabilistiska metoden försöker fånga detta genom att simulera kraftflödet mellan elområden.

3.3.2 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

För den probabilistiska metoden används elmarknadsmodellen BID3. Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas. De 35

väderåren har simulerats sju gånger vardera för varje år i analysperioden³⁰. Detta för att få ett säkrare statistisk underlag, då avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser skapas slumpmässigt enligt inmatade avbrottstal³¹. 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 antal timmar per år med effektbrist. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras. Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Ingen ekonomisk hänsyn tas, så länge överföringskapacitet finns så kommer tillgänglig effekt flyttas till där den efterfrågas oavsett pris.

Modellresultaten indikerar låg risk för kritisk effektbrist; medelvärdet för LOLE är långt under en timme per år för åren i analysperioden. Då EENS uppstår under timmar med effektbrist, blir även detta lågt, som högst år 2021 då EENS är i genomsnitt 26 MWh/år. Resultaten säger dock att det kan uppstå tillfällen när effekten inte räcker till i Sverige, trots import. Lastfrånkoppling på grund av effektbrist har ännu aldrig genomförts i Sverige. För 2021 är LOLE något högre, men ändå i genomsnitt under en timme per år. Anledningen är sannolikt att Ringhals 1 försvinner i slutet av 2020, samtidigt som Olkiluoto 3 inte tas i drift förrän i mars 2022. All effektbrist som uppstår i simuleringarna uppstår i södra Sverige och alltid i både SE3 och SE4 samtidigt. Snitt 2 är fullt utnyttjat under de perioder då effektbrist uppstår.

	2021	2022	2023	2024	2025
LOLE (h/år)	0,2	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
EENS (MWh/år)	26	<20	<20	<20	<20

Tabell 10. Genomsnittlig simulerad effektbrist för södra Sverige (ingen effektbrist uppstår i norra Sverige). LOLE är samma i både SE3 och S4. EENS är summan av EENS för SE3 och SE4. Källa: Svenska kraftnät.

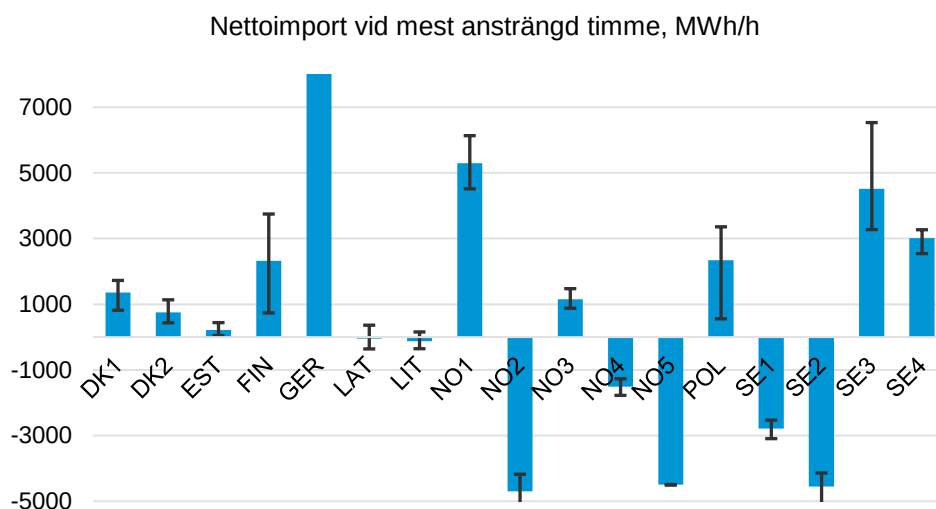
Den probabilistiska simuleringen har gjorts om för KMA2020 för att reflektera data som uppdaterats efter analysen för Kraftbalansrapporten 2020. I stora drag är resultaten fortfarande desamma. Det uppstår ingen effektbrist i de flesta av de 245 simuleringarna för varje analysår. I ett fåtal simuleringar uppstår effektbrist under ett flertal timmar och medelvärdet blir därför inte noll. Detta indikerar att det är under ovanliga, ansträngda situationer som brist uppstår, typiskt när avbrott på

³⁰ Alltså 245 simuleringar av årets alla timmar per analysår. Totalt simuleras över två miljoner timmar i modellen.

³¹ Antal % av tiden under ett år som en anläggning eller överföringsförbindelse i genomsnitt är oplanerat otillgänglig. Avbrottstalen är kopplade till anläggningstyp respektive förbindelsetyp.

produktion eller överföringsförbindelser sammanfaller med hög förbrukning och låg vindkraftsproduktion.

Figur 28 visar nettoimporten (inflödet minus utflödet) för enskilda elområden vid den mest ansträngda timmen för respektive område. Värdet som anges motsvarar medelvärdet för den mest ansträngda timmen³² för analysåret 2023. Detta ger en indikation om varje elområdes effektsituation och därmed i någon mån dess möjlighet att agera exportör till närliggande elområden vid ansträngda situationer.



Figur 28. Nettoimport vid mest ansträngd simulerad timme för modellåret 2023 för respektive elområde. Negativt värde innebär att elområdet har nettoexport under sin mest ansträngda timme. Klamrarna visar importen motsvarande 10:e och 90:e percentilen för de 245 simuleringarna. Stapeln för Tyskland är bruten, värdet är 20 600. Källa: Svenska kraftnät.

Osloområdet (NO1) samt södra Sverige har således stort importbehov som vid höglasttimmar försörjts med import från andra elområden. Norra Sverige och delar av Norge har stor produktion i relation till förbrukningen och därmed ofta effektöverskott. Totala volymen tillgänglig export som hade kunnat överföras till bristområden vid ett godtyckligt tillfälle är svårt att uppskatta, men kan i vissa fall överstiga den angivna nettoimporten som anges i Figur 28.

3.4 Systemstabilitet och balansering

För att elsystemet ska fungera måste det hela tiden vara balans mellan produktion och elanvändning. Frekvensen är ett mått på hur väl balansen hålls och det svenska elsystemet är utformat för en jämn frekvens på 50 Hz³³.

³² Timmen då effektbalansen (om även import beaktats) varit som lägst för det aktuella elområdet. Det kan således vara olika timmar i olika elområden.

³³ 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.

En del kraftslag, framförallt vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft, 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 planerbar kraft, t.ex. kärnkraft, minskar denna. Om inga andra åtgärder genomförs innebär det ett mer störningskänsligt system. Ökningen av vindkraftsproduktion och import via likströmsförbindelserna bidrar också till att trycka undan produktion som bidrar med rotationsenergi, vilket gör att den minskar ytterligare.

En elleverantör är enligt ellagen skyldig att tillgodose lika mycket el som dess kunder förbrukar. Elleverantören kan själv ansvara för detta och är i så fall balansansvarig för sina elleveranser, men elleverantören kan också överlåta ansvaret på ett annat företag. De balansansvariga parterna har ansvar för att planera sin förbrukning, produktion och handel i balans och därigenom bidra till att säkerställa balansen i kraftsystemet. Svenska kraftnät ansvarar sedan för att balansera inmatning och uttag av el under drifttimmen.

För att upprätthålla ett driftsäkert transmissionsnät och kraftsystemets frekvens när de balansansvariga avviker från sina planer gör vi nödvändiga balansregleringar. Det betyder att Svenska kraftnät ger balansansvariga parter i uppdrag att, mot en ersättning, öka eller minska sin produktion eller förbrukning. Utöver dessa manuella avrop av balansenergi på den så kallade reglerkraftmarknaden (se avsnitt Automatisk och manuell frekvensåterställningsreserv), upphandlar vi i förväg stödtjänster

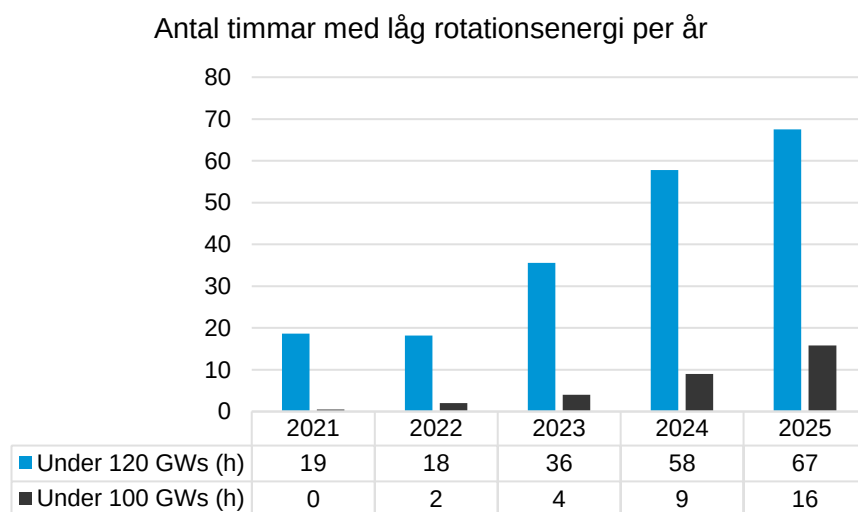
3.4.1 Rotationsenergi

Rotationsenergi utgörs av den upplagrade energin i roterande mekaniska delar som är synkront anslutna till kraftsystemet, som turbiner och generatorer ³⁴. Systemets totala rotationsenergi beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin inom synkronområdet³⁵. I KMA2020 har den totala rotationsenergin uppskattats genom att beräkna en tröghetskonstant per produktionsslag 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. Resultat från denna metod kan påvisa trender, snarare än att ge ett värde som i sig har hög tillförlitlighet.

³⁴ En generator i ett storskaligt vattenkraftverk är ett exempel på en synkrogenerator. Den är direkt kopplad till nätet, till skillnad från en generator som behöver en frekvensomriktare mellan generatören och nätet (eftersom de har olika frekvens), exempelvis vissa vindkraftverk.

³⁵ 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.

Låg rotationsenergi kan göra systemet svårare att balansera och mer känsligt för störningar. I Figur 29 visas antal timmar med uppskattad rotationsenergi under gränserna 120 och 100 GWs (gigawatt-sekunder) för analysperioden. Gränsen 120 GWs är den föreslagna stabilitetsgränsen för framtida krav för reserverna FCR-N (frekvenshållningsreserver vid normaldrift). Gränsen 100 GWs är en godtyckligt vald gräns då rotationsenergin är ännu lägre, inkluderad för att bättre visa trenden under analysperioden.



Figur 29 Uppskattade antal timmar med låg rotationsenergi per analysår i det nordiska synkronområdet. Källa: Svenska kraftnät.

Tillfällena med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden. Det är sannolikt i huvudsak en konsekvens av större andel icke synkron produktion. Även om annan kraft inte avvecklas inom snar framtid kommer sådan kraft tidvis generera mindre elkraft då behovet och elpriset är lågt, vilket sänker rotationsenergin i systemet vid dessa tillfällen.

Antal tillfällen med hög synkronproduktion (och därmed hög rotationsenergi) ökar också under analysperioden. Det redovisas inte då detta inte utgör något problem för kraftsystemet. Ökningen stödjer dock slutsatsen från andra analyser, att systemet blir mer volatilt. Det innebär att produktion från planerbar kraft kommer variera mer under analysperioden. När Olkiluoto 3 antas tas i drift i mars 2022 bidrar den med ökad rotationsenergi³⁶ men tillfällena med låg rotationsenergi blir ändå fler.

För att garantera att systemet kan hantera bortfall av största effektinmatning går det att vid behov begränsa det största felfallet vid situationer med låg rotationsenergi. Det sker genom att nedreglera den generator (eller

³⁶ Det nordiska synkronsystemet får dock ett större momentant produktionsbortfall att ta hänsyn till i och med Olkiluoto 3.

utlandsförbindelse) som utgör det största felfallet i en given situation. Sedan sommaren 2020 finns en marknad för snabba reserver (FFR, Fast Frequency Reserve) med mål att kunna hantera ett system med lägre rotationsenergi utan att nedreglera kärnkraft (se avsnitt *Snabb frekvensreserv behövs när nivån av rotationsenergin blir lägre*).

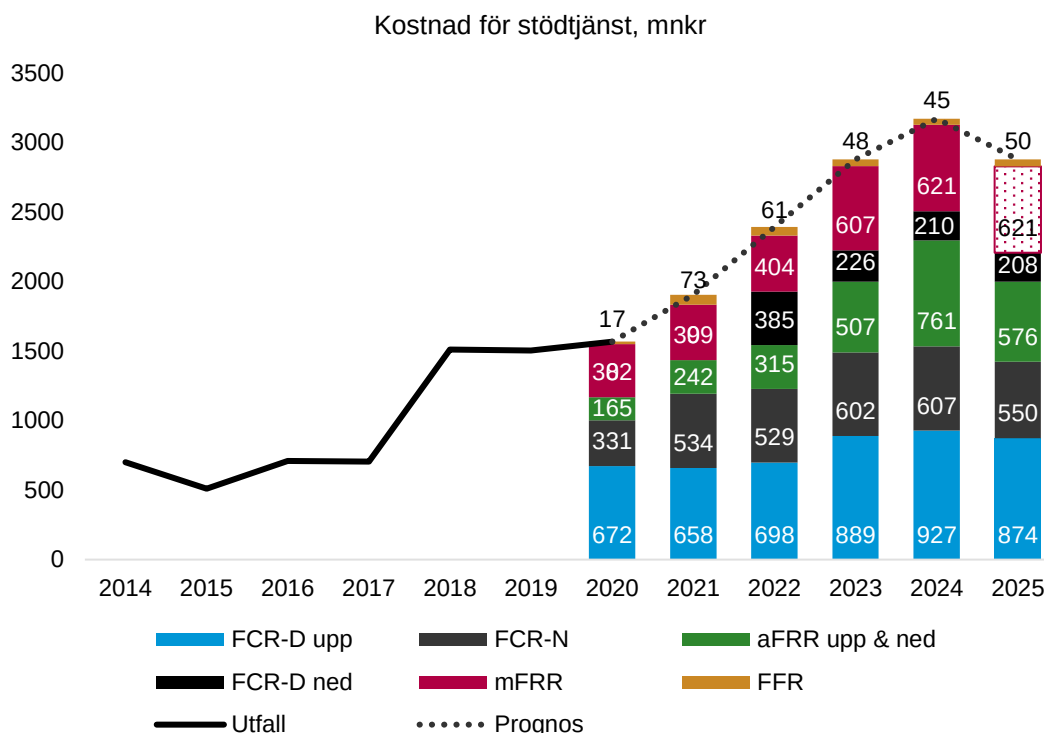
3.4.2 Kostnaden för stödtjänster ökar

Historiskt och i dag tillgodoses merparten av de automatiska stödtjänsterna primärt från vattenkraft. Svenska kraftnät får bud och ser ett ökat intresse bland andra teknologier än vattenkraft, om än i fortsatt relativt liten skala.

I Figur 30 visas uppskattad kostnadsutveckling för stödtjänster för analysåren. Det är svårt att uppskatta kostnaderna för stödtjänster och flera stödtjänster kommer förändras under analysåren, vilket ökar osäkerheten ytterligare. Kostnaden för merparten av stödtjänsterna har även en stark koppling till säsong och väder. Det innebär att man kan vänta sig stora skillnader i utfall jämfört med prognosen då vädret varierar. Den uppskattade kostnaden bygger på förväntade elpriser³⁷ samt beslutade och kommunicerade marknadsförändringar.

Kostnadsuppskattningen bör ses som indikativ och vår bästa uppskattning givet tillgänglig information. I nuläget analyseras framtida behov av ytterligare tjänster, t.ex. för spänningsstabilitet. Dessa kostnader är inte framtagna och således inte inkluderade i den förväntade kostnadsutveckling som redovisas i Figur 30.

³⁷ De förväntade elpriserna är ej prognosticerade av Svenska kraftnät, utan baseras på rådande forwardpriser.



Figur 30. Historiskt och förväntad kostnadsutveckling för stödtjänster för åren 2014–2025. Notera att osäkerhet om utformningen av mFRR kapacitetsmarknad(er) i nuläget är stor, och därför antas kostnaden för år 2025 vara samma som för år 2024. Kostnadsuppskattningen för mFRR 2025 är 621 mnkr och är den prickade delen av stapeln 2025. Källa: Svenska kraftnät.

Den förväntade kostnadsökningen beror generellt på att uppköpta volymer ökar och på introduktionen av nya stödtjänster. Volymökningen förklaras primärt från ett mer omfattande upphandlingsschema för automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR, Automatic Frequency Restoration Reserves), och att volymen för snabb frekvensreserv (FFR, Fast Frequency Reserve) ökar. Frekvenshållningsreserv för överfrekvensstörningar (FCR-D ned, Frequency Containment Reserve Disturbed) är en tillkommande stödtjänst under analysperioden som planeras att upphandlas från 2022.

Snabb frekvensreserv behövs när nivån av rotationsenergin blir lägre

Snabb frekvensreserv (FFR) är en automatisk stödtjänst som hanterar inledningsvis snabba och djupa frekvensförändringar som kan uppstå vid fel eller vid låg nivå av rotationsenergi. Kostnaden för snabb frekvensreserv förväntas öka från dagens nivåer vilket primärt förklaras av lägre nivå rotationsenergi. Det beror på fortsatt utbyggnad av icke-synkron produktion och till följd av att Ringhals 1 avvecklas i december 2020. Driftsättningen av Olkiluoto 3 förväntas förbättra nivån av rotationsenergi men antalet timmar med problematisk låg nivå antas öka under analysperioden.

Det ökade behovet av FFR omfattar både ett ökat maximalt kapacitetsbehov i Norden, och antalet timmar med behov. Från 2021 väntas Svenska kraftnät stå för

en större andel av det nordiska kravet av FFR vilket resulterar i större svenska volymer. Detta förklarar delvis den förväntade kostnadsökningen mellan 2020 och 2021, se Figur 30. Kostnadsökningen förväntas dock bromsas något till följd av tillkommande utbud från flera olika teknologier och en mer mogen marknad jämfört med 2020.

Frekvenshållningsreserv för normaldrift och störd drift

Kostnaden för frekvenshållningsreserv normaldrift (FCR-N, Frequency Containment Reserve Normal) och för störd drift uppreglering (FCR-D upp) förväntas öka under analysperioden. Det är automatiska stödtjänster, FCR-N stabiliserar frekvensen vid små förändringar i produktion eller användning medan FCR-D stabiliserar frekvensen vid driftstörningar. Ökningen förklaras av ett högre förväntat elpris³⁸ och av att det befintliga utbudet förväntas minska under analysperioden. Utbudet antas minska på grund av att en del av de befintliga aggregaten riskerar att bli underkända vid förnyad bedömning av förkvalificering³⁹ inom gällande tidsram, och en del aggregat kommer att leverera andra stödtjänster. Det minskade utbudet förväntas leda till högre priser för FCR-N men framförallt för FCR-D upp.

Kostnaden för frekvenshållningsreserv störd drift vid överfrekvenser (FCR-D ned) förväntas tillkomma som en ny stödtjänst 2022. Det är i nuläget oklart hur utbudet kommer att se ut i förhållande till efterfrågan och kravet på leverantörerna. Då det är en ny stödtjänst finns inga historiska marknadspriser att basera en analys på, vilket gör kostnadsuppskattningen högst osäkert jämfört med övriga stödtjänster. Kostnaden för FCR-D nedregleringskapacitet förväntas kosta ca 385 MSEK för år 2021, för att sedan minska till ca 200-250 MSEK/år för åren 2022–2025 till följd av tillkommande leverantörer och högre utbudslikviditet.

Automatisk och manuell frekvensåterställningsreserv

Automatisk frekvensåterställningsreserv (aFRR automatic Frequency Resotation Reserve) är en automatisk stödtjänst som återställer frekvensen till 50 Hz. Kostnaden för aFRR förväntas stiga kontinuerligt under perioden 2021–2024 i takt med att allt större volymer upphandlas. Volymökningen är både i termer av antalet timmar och effekt. En gemensam nordisk kapacitetsmarknad förväntas leda till lägre genomsnittliga enhetspriser i Sverige, primärt under hydrologiskt ansträngda perioder. Vidare så antas Sverige ansluta till den gemensamma europeiska energiaktiveringsmarknaden under 2024, vilket förväntas leda till lägre priser för aFRR-kapacitet.

³⁸ De förväntade elpriserna är ej prognosticerade av Svenska kraftnät, utan baseras på rådande forwardpriser.

³⁹ Förkvalificering är ett test som säkerställer att enheten eller gruppen uppfyller kraven och reglerna för den marknad som den ska delta på. Enheter eller grupper som tillhandahåller FCR eller FRR till Svenska kraftnät ska bedömas på nytt (förnyad förkvalificering) åtminstone vart femte år eller om de tekniska kraven, uthållighetskraven eller utrustningen har ändrats. För mer information se, *Förkvalificering* | Svenska kraftnät (svk.se).

Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR manuell frequency Resotration Reserve) är en manuell stödtjänst som avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50 Hz. Kapacitet för mFRR förväntas anskaffas på flera sätt under analysåren. Den största andelen av kapacitet kommer i dag från ingångna avtal om gasturbiner (störningsreserven) samt en kompletterande årlig upphandling. Den ska långsiktigt upphandlas på en kapacitetsmarknad för mFRR dagen före leverans (D-1). Utöver att kapacitet säkerställs i förväg så finns det även en mFRR energiaktiveringsmarknad, den så kallade reglerkraftmarknaden. Kostnadsuppskattningen som redovisas i Figur 30 avser dock endast kostanden för kapacitet. I Figur 30 samlas därför mFRR kapacitetsmarknad (D-1), störningsreserv (fleråriga kontrakt) och kapacitetsupphandling av mFRR (årsupphandling). Det bör noteras att det finns osäkerhet om utformningen av mFRR kapacitetsmarknad(er), och därför antas kostnadsuppskattningen för 2025 vara densamma som för 2024.

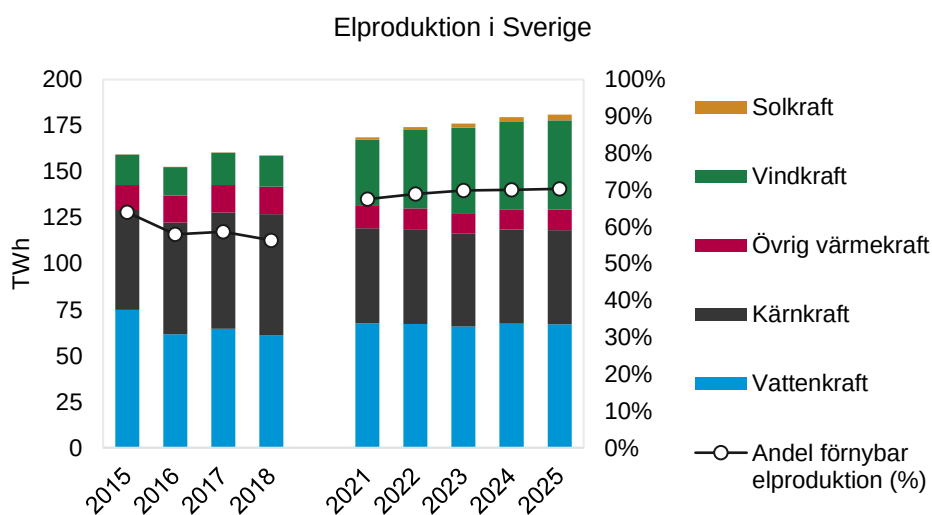
Kapacitetsmarknad för mFRR förväntas att införas under 2023 med dagligt upphandlingsförfarande för både upp- och nedreglering. Då detta är en ny marknad så finns det inga historiska marknadspriser att basera en uppskattning på, vilket gör kostnadsuppskattningen osäker. Kostnaderna förväntas drivas av tillgängligt utbud, prisdifferenser mellan elområden, dimensioneringsbehov samt volatilitet på dagen-före marknaden.

Kostnaden för störningsreserven har i förhållande till övriga stödtjänster en hög förutsägbarhet då den utgörs av fleråriga kontrakt.

Kapacitetsupphandling av mFRR förväntas öka i volym under åren 2021–22 jämfört med befintlig nivå år 2020 (240 MW). Drivkraften bakom den förväntade volymökningen är att prisdifferensen mellan elområde SE2 och SE3 förväntas öka (se Figur 23), vilket kan motivera en större kontrakterad kapacitet jämfört med dagens volym. I nuläget finns det en betydande regulatorisk osäkerhet kopplat till användning och anskaffning av stödtjänster från mFRR kapacitet. Svenska kraftnät ser dock ett fortsatt behov av denna stödtjänst, och kostnadsuppskattningen är baserad på befintlig tillgänglig information och bedömningar.

3.5 Andel förnybar elproduktion fortsätter öka

I Figur 31 visas elproduktion och förnybar elproduktion per år i Sverige, historiskt för 2015–2018 och simulerade värden för 2021–2025. Andelen förnybart bränsle i övrig värmekraft antas vara densamma för analysperioden som för år 2018. Under analysperioden ökar andelen förnybar elproduktion från 68 procent till 70 procent, vilket förklaras av den kraftiga ökningen av vindkraft. Ökad andel förnybar energi innebär att det finns förutsättningar att nå de energipolitiska målen. Att andelen förnybar elproduktion blev så hög 2015 beror på att flera kärnreaktorer hade långa revisioner det året, samt att god tillrinning gjorde att vattenkraften producerade mer än vanligt.



Figur 31. Elproduktion (TWh) och förnybar elproduktion(%, använder skalan på den högra axeln) per år i Sverige, utfall för 2015–2018 och för perioden 2021–2025. Källa: Statistik för elproduktion år 2015–2018 Energiföretagen för Sverige. Statistik för andel förnybar elproduktion i övrig värmekraft Energimyndigheten. Andel förnybar elproduktion för år 2021–2025 baseras på antagande om samma andel som år 2018. Övrig data från Svenska kraftnät.



4 Diskussion

I detta kapitel sammanfattas resultat av analyserna. Det förs även en diskussion om vad resultaten kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

Simuleringsresultaten som presenteras i rapporten påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Därför används som redan nämnts historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur) för 35 väderår. De resultat som Svenska kraftnät presenterar baseras generellt på ett årsmedel för alla väderår.

De södergående flödena inom Sverige ökar överlag fram till 2024 (se Figur 16). År 2025 ökar elanvändningen i norra Sverige, till följd av HYBRIT-projektet, vilket minskar södergående flöden något. Det ökade flödet förklaras av en kombination av händelser. Produktionen av vindkraft i norra Sverige och Norge ökar. Överföringskapaciteten för de svenska snitten ökar och dessutom tas nya förbindelser i drift mellan Danmark och Norge mot kontinenten och Storbritannien. Det ökar flödet från Sverige till Danmark och Norge från 2022, då kraft flödar till dessa högbprisområden och Sverige blir nettoexportör till Norge från 2022.

Lägre priser förväntas samtidigt som prisvariationen ökar

Att elpriserna generellt är lägre i årets KMA jämfört med tidigare, beror till stor del på att bränslepriser och priset på utsläppsrätter förväntas bli lägre. Den kraftiga ökningen av vindkraft i Sverige och andra länder bidrar också till ett lägre medelpris.

Att elpriserna sjunker får konsekvensen att kraftproducenternas erhållna pris minskar. Detta är särskilt relevant för vindkraften, vars erhållna elpris är lägre än medelpriset, en effekt som ökar ju mer vindkraft som finns i systemet (se Figur 15). Även planerbar kraft kan på sikt utmanas av bristande lönsamhet om de låga priserna håller i sig, vilket kan leda till både mindre produktion från sådan kraft men också risk för nedläggning.

Inget simulerat årsmedelpris under analysperioden uppvisar de låga priser som vi haft under 2020, men för vissa simulerade väderår är medelpriset runt 20 euro/MWh i SE3 under analysperioden. Det är ungefär samma nivå som medelpriset var för 2020 och indikerar att det är möjligt att en liknande situation kan uppstå under kommande år.

Samtidigt som medelpriset är lågt ökar prisvariationen (se Figur 14). Antalet timmar med mycket högt och framförallt timmarna med mycket lågt pris ökar (se Figur 12 och Figur 13). Detta är en konsekvens av större andel variabel produktion och mindre andel planerbar kraft. En analys visar att i takt med att andelen vindkraft ökar, kan perioder med effektöverskott (då förbrukningen är låg och

vindkraftsproduktionen hög) leda till mycket lågt pris och ett stort exportbehov (Figur 26).

Om den större prisvariationen gör att omfattningen av handeln på intradagsmarknaden ökar har inte analyserats, men kan vara intressant att analysera i nästa KMA. Likaså en bedömning av om tillgänglig reglerkraft på marknaden är tillräcklig.

Det finns ett fortsatt behov av högre överföringskapacitet mellan elområden

Handelsflödet från norra Sverige söderut förväntas öka under analysperioden, men prisskillnaden minskar från 2024 då överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3 ökar (se Figur 23). Av samma anledning minskar kapacitetsavgifterna när denna snittkapacitet ökar (se Figur 25) men de är likväl fortsatt höga, vilket understryker vikten av framdrift i NordSyd-programmet.

Prisskillnader mellan Sverige och andra länder, till exempel Polen, Litauen, Tyskland, norra Norge och norra Finland kan indikera att det finns en nytta i att öka överföringskapaciteten mot dessa länder. För att utvärdera faktisk nytta behövs fullständiga utredningar som bland annat inkluderar kostnader, de interna nätens begränsningar och elmarknadsnytta under hela den ekonomiska livslängden.

Trots flaskhalsar och lägre elpris byggs (och framförallt planeras) huvuddelen av all landbaserad vindkraft i norra Sverige, där priset är lägst. Däremot planeras förbrukning i form av elintensiv industri som elektrifieringen av stålindustrin och nya serverhallar till norra Sverige.

Analys av effekttillräcklighet visar att importbehovet ökar

Resultat från den statiska metoden visar att det finns ett importbehov vid topplasttimmen och trenden är att behovet ökar under analysperioden (se Figur 27). Det är en stor skillnad inom Sverige då norra Sverige har ett stort effektöverskott medan södra Sverige har ett tydligt underskott. Hur stor import Sverige kan räkna med från andra länder vid ansträngda situationer är svårt att bedöma, men volymen planerbar kraft minskar även i närområdet när fler länder får större andel väderberoende kraft. Analysen visar att tillgänglig import från grannländer kan vara begränsad vid den mest ansträngda timmen (se Figur 28).

Resultat från den probabilistiska metoden indikerar låg risk för kritisk effektbrist men visar dock att tillfällen kan uppstå när effekten inre räcker till i Sverige (se Figur 28). All effektbrist uppstår i södra Sverige, i samma utsträckning i SE3 och SE4, och vid dessa tillfällen är överföringskapaciteten över snitt 2 fullt utnyttjad.

Sverige och Norden är nettoexportör under hela analysperioden

Energibalansen på årsbasis fortsätter generellt att vara positiv under analysperioden både för Sverige och Norden. Detta är av mindre vikt för Svenska

kraftnät som systemansvarig för överföringssystemet och för vår roll att upprätthålla säkerhet och robusthet i systemet. Det kan däremot leda till ersättning av mindre miljövänlig kraft utomlands, vilket går i linje med Svenska kraftnäts uppdrag om ett miljöanpassat elöverföringssystem.

Kostnaden för ett leverans- och driftsäkert kraftsystem ökar

Hittills har år 2020 varit en annorlunda år jämfört med ett generellt år för kraftsystemet. I februari var elpriset för första gången i Sverige negativt och i juni ingick vi avtal med Vattenfall, Uniper och Göteborgs Energi om att hålla produktionsanläggningar i drift eller beredskap för att upprätthålla ett driftsäkert kraftsystem. Bakgrunden var att låga förväntade elpriser ledde till att kärnkraftsproducenter förlängde sina revisionsperioder under sommaren. Elpriserna förväntas sjunka något under de kommande åren vilken kan innebära att det finns risk för att det återigen blir en så låg nivå att kraftproducenter väljer att avstå från att vara tillgängliga under sommaren. Situationen under 2020 kan alltså upprepas. Risken att priserna blir så låga som under 2020 är väderberoende. Det innebär att risken för en liknande situation som under 2020 kan öka med mildare väder.

Prisvariationen ökar och rotationsenergin i kraftsystemet minskar under analysperioden. Även detta kan innebära att vi behöver agera proaktivt och ingå avtal eller utöka stödtjänster för att upprätthålla driftsäkerheten. Kostnaderna för stödtjänster är ökande under analysperioden på grund av att fler tjänster behövs för att balansera systemet.

Vattenkraft är det kraftslag som både historiskt och i nuläget motsvarar merparten av de automatiska stödtjänsterna. Svenska kraftnät får bud och ser ett ökat intresse bland andra teknologier än vattenkraft, om än i relativt liten skala ännu.

Trenderna i KMA2020 indikerar en större utmaning för att upprätthålla ett driftsäkert elöverföringssystem

Svenska kraftnäts uppdrag, att se till att elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt, kan bli en större utmaning på grund av de trender som redovisas i KMA2020. Det är därför viktigt att planerade nätåtgärder för att öka överföringskapaciteterna realiserar och att regelverken för nätkoncession ses över så att de långa tillståndstiderna kan förkortas.

Låga elpriser kan innebära att liknande situationer som under sommaren 2020 kan uppstå igen. För att bidra till att upprätthålla driftsäkerheten utvecklar vi kontinuerligt våra stödtjänster. På längre sikt, det vill säga längre än de fem analysår som omfattas av KMA, finns en risk för att en fortsatt trend av lägre elpriser kan innebära att planerbar produktion konkurreras ut. Eftersom planerbar kraft bidrar med stabilitet och driftsäkerhet (spänningshållning, rotationsenergi m.m.) är det lämpligt att se över ersättningen för dessa stödtjänster. Detta arbete

kommer ingå i det regeringsuppdrag⁴⁰ som Svenska kraftnät fick den 18 november 2020. Vi ska senast den 1 september 2021 redovisa hur vi arbetar med stödtjänster för att stabilisera kraftsystemet. Uppdraget omfattar också att föreslå nya ersättningsmodeller till aktörer, under förutsättning att det är samhällsekonomiskt lönsamt, och föreslå nödvändiga regeländringar.

⁴⁰ Uppdrag till Svenska kraftnät om stödtjänster - Regeringen.se, diarienummer I2020/00602

Referenslista

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

Energimyndigheten 2020, Kortsiktsprognos sommaren 2019. Energianvändning och energitillförsel år 2018–2022, ER 2020:16

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

ENTSO-E, figur 1, <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>

ENTSO-E, TYNDP2020 Scenario Report TYNDP 2020, Introduction and Highlights — ENTSG & ENTSO-E (entsos-tyndp2020-scenarios.eu)

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

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

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

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

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

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

Svebio 2019, Bioenergis karta: Biokraft i Sverige 2019

Svensk vindenergi 2020, Statistics and forecast Q2 2020

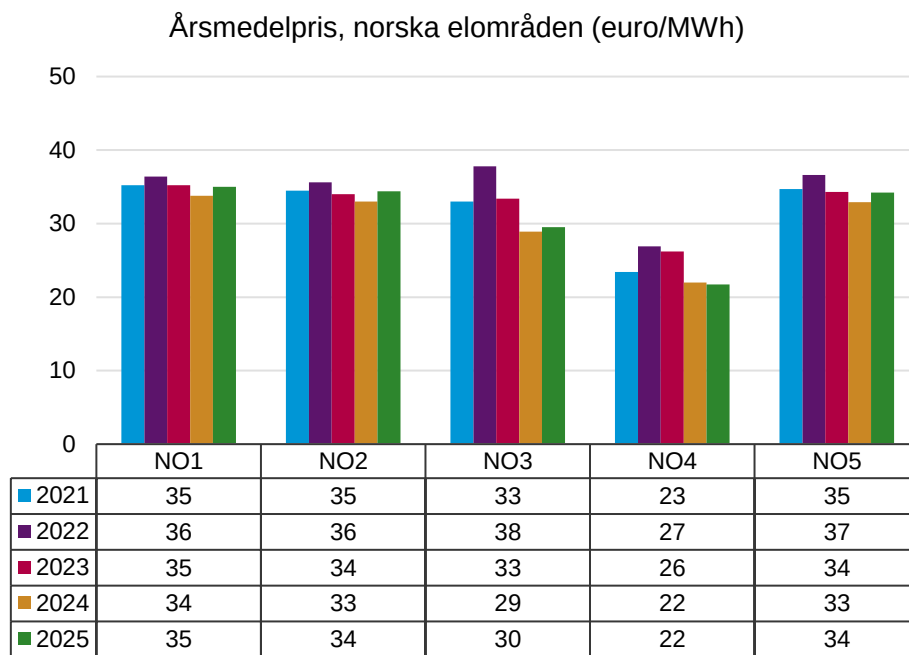
Svenska kraftnät 2020, Kraftbalansrapporten på den svenska elmarknaden, rapport 2020

Svenska kraftnät 2019, En statusuppdatering om läget i kraftsystemet, Systemutvecklingsplan 2020–2029.

Svenska kraftnät 2019, En långsiktig marknadsanalys 2018, Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2040.

Bilaga 1 Årsmedelpriser för norska elområden

Av platsskäl redovisas de individuella norska områdena här.





Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet 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

