

Nuläget på elmarknaden

Februari 2022

Innehåll

Sammanfattning	5
1 Internationell utveckling	7
1.1 Den ekonomiska utvecklingen i Sverige och världen.....	7
1.2 Elpriser	9
1.3 Prispåverkande faktorer	14
1.4 Terminspriser	33
2 Slutkundspriser	34

Sammanfattning

Systempriset på den nordiska elbörsen, steg från 79,5 EUR/MWh vecka 6 till 80,5 EUR/MWh vecka 7 år 2022. Det genomsnittliga månadspriset minskade från 147,2 EUR/MWh i december till 93,2 EUR/MWh i januari vilket är en nedgång med 37 procent. Priserna i elområde SE1 och SE2 ökade med 16 procent under vecka 7 jämfört med vecka 6 år 2022 och uppgår till 15,7 EUR/MWh. Genomsnittspriset för vecka 7 uppgick till 61,4 EUR/MWh för SE3 samt SE4. Detta var en ökning med 12 respektive 11 procent jämfört med föregående veckan. Det genomsnittliga månadspriset i SE3 under januari månad uppgick till närmare 101 EUR/MWh. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige är fortsatt stora och i elområde 4 har medelpriset varit nästan 4 gånger högre än i SE1 och SE2 under december.

Konjunkturinstitutet bedömer att resursutnyttjandet i den svenska ekonomin som helhet blir balanserat det fjärde kvartalet 2021 vilket innebär att fjolårets djupa konjunkturedgång har återhämtats och att lågkonjunkturen är över. Den ekonomiska utvecklingen på kort sikt påverkar elmarknaden på åtminstone två olika sätt. För det första så leder en ökad ekonomiska aktivitet till att efterfrågan på el ökar genom att näringslivet och framförallt industrin producerar mer varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme ökar. För det andra innebär en förbättrad ekonomi i regel en press uppåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa. Rysslands invasion av Ukraina skapar dock osäkerhet framåt och kan påverka utvecklingen på energimarknaderna och hela ekonomin. På Energimyndighetens webbplats publiceras löpande information kring energiläget i Sverige [Så påverkar invasionen av Ukraina Sveriges energiläge](https://www.energi.se/nyheter/2022/01/sa-paverkar-invasionen-av-ukraina-sveriges-energilage) ([energimyndigheten.se](https://www.energi.se))

Sammantaget förklaras prisutvecklingen under januari jämfört med december av lägre men fortsatt höga fossil- och CO₂-priser, varmare än normalt väder under januari, en förstärkt hydrologisk balans. Detta utvecklas kort nedan:

- **Höga fossilbränslepriser:** Stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och höga utsläppspriser har utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna under hösten och vintern i både Tyskland och Norden. Under januari har dock naturgaspriserna sjunkit jämfört med under december och därmed bidragit till de relativt sett lägre elpriserna. Denna trend har endast i lägre grad balanserats av de högre kol- och EU ETS-priserna under januari. Fossila bränslepriser samt priser på utsläppsrätter påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk.

- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden har förstärkts sedan början av 2022 samtidigt som fyllnadsgraden vecka 7 2022 för Sverige och Norge relativt normalen har minskat jämfört med vecka 1. Sammantaget innebär detta en dämpande effekt på elpriserna.
- **Elefterfrågan:** Sammantaget var elefterfrågan i Norden fyra procent lägre i januari jämfört med december. Den lägre efterfrågan förklaras delvis av högre temperatur under januari vilket sätter ett tryck nedåt på elpriserna. Elanvändningen för 52 veckors rullande summa med start vecka 7 2022 har ökat med 0,3 procent jämfört med motsvarande period förra året. Elanvändningen vecka 7 i Norden var drygt en procent högre än vecka 6.

Tillgängligheten i svensk och finsk kärnkraft under januari har uppgått till 97 procent. Detta var marginellt lägre än den historiska tillgängligheten för januari månad.

Terminspriset i Norden (system) för mars 2022 (frontmånad) stängde på närmare 100 EUR/MWh den 25 februari. Motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 213 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsriktpriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. De senaste dagarna har speciellt gas- och kolpriserna påverkats uppåt av den oro som drivits av Rysslands invasion av Ukraina. Prisnivåerna för naturgas är dock inte uppe i de nivåer som rådde under mitten av december. För nordisk del bedöms den hydrologiska balansen stärkas marginellt fram till och med vecka 8 och därmed bidrar inte den förväntade hydrologiska balansen till ökade elpriser i Norden. Under vecka 9 förväntas även temperaturen i Nord Pool-området att vara något högre än normalt vilket bidrar till att dämpa elpriserna. Priserna på årskontrakten är lägre än de kortare kontrakten vilket primärt reflekterar förväntningar om lägre men fortsatt relativt höga fossilbränslepriser och, i mindre grad, en normaliserad hydrologi.

Den uppskattade kostnaden för en villa med elvärme med rörligt avtal uppgick till drygt 6 000 kr i december i elområde 3 och 4. För en villa med elvärme i SE3 så var kostnaden drygt 2000 kr mer i januari 2022 jämfört med januari 2021 då den uppgick till knappt 4 000 kr. Kostnaden för en villa med elvärme i elområde 1–2 uppgick till mellan 3 000–4 000 kr i januari 2022.

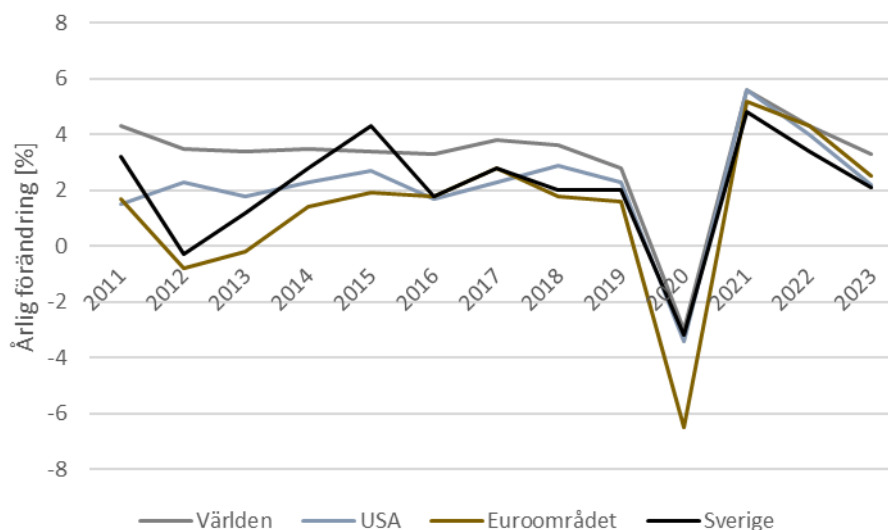
1 Internationell utveckling

1.1 Den ekonomiska utvecklingen i Sverige och världen¹.

På kort sikt påverkar den ekonomiska utvecklingen elmarknaden på åtminstone två olika sätt. För det första så leder en ökad ekonomiska aktivitet till att efterfrågan på el ökar genom att näringslivet och framförallt industrin producerar mer varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme ökar. För det andra innebär en förbättrad ekonomi i regel en press uppåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa.

I det här avsnittet presenteras dels statistik och prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet, dels indikatorer på månadsbasis från SCB och Eurostat för att få en uppfattning om den kortsiktiga utvecklingen i ekonomin. Konjunkturinstitutet prognostiserar att BNP i Sverige förväntas öka med 4,8 procent under 2021 vilket är den högsta tillväxttakten på många år och en stor förändring jämfört med år 2020 då coronapandemin drabbade Sverige och världen. Även för resten av världen blir den ekonomiska tillväxten hög under 2021. För 2022 så förväntas tillväxttakten fortsatt vara hög men avta något och uppgå till 3,4 procent i Sverige. Coronaviruset är fortfarande en betydande osäkerhetsfaktor och viktigt att poängtera är att prognosen är gjord före Rysslands invasion av Ukraina. Det gör att dessa prognoser med stor sannolikhet kommer att ändras när nya bedömningar kommer som tar hänsyn till utvecklingen i Ukraina.

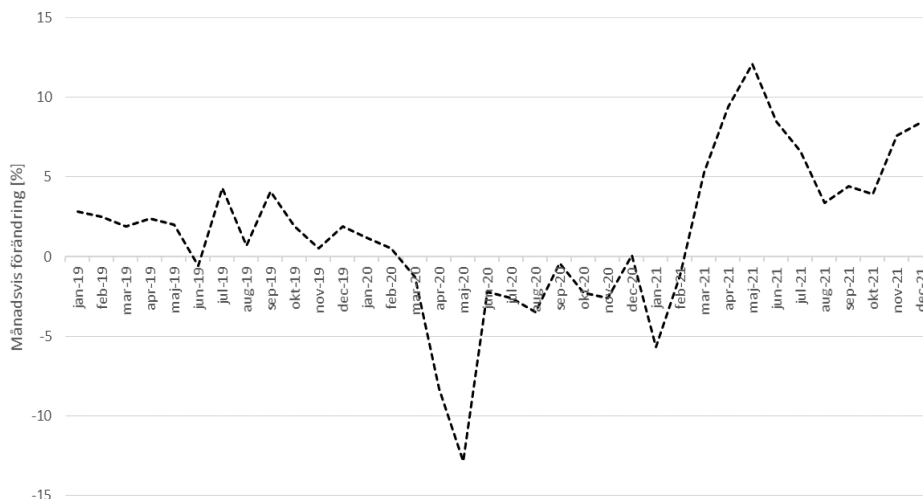
Figur 1 BNP historiskt och prognos för innevarande och kommande år, fasta priser, kalenderjusterade värden, procentuell förändring



¹ De prognoser och bedömningar som presenteras här är gjorda före Rysslands invasion av Ukraina. Det gör att dessa prognoser med stor sannolikhet kommer att ändras när nya bedömningar kommer som tar hänsyn till utvecklingen i Ukraina.

För att få en ögonblicksbild över hur ekonomin utvecklar sig per månad går det att titta på SCB:s BNP-indikator². Enligt indikatorn var tillväxten 8,2 procent i Sverige i december jämfört med 7,5 procent i november.

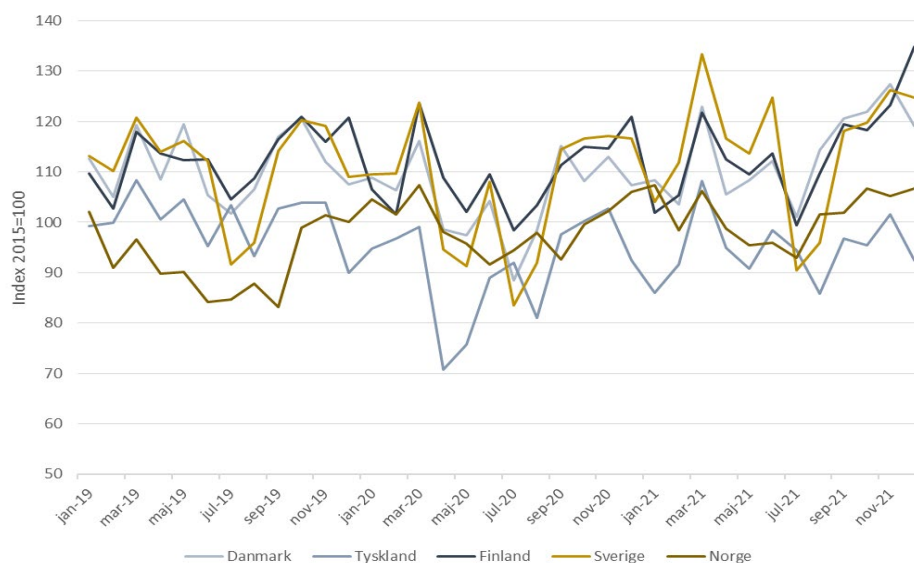
Figur 2 BNP- indikator för Sverige, faktisk (ej säsongsjusterade)



Under 2021 har industriproduktionen, som förklarar en del av variationen av elanvändningen inom industrin, återhämtat sig och produktion väntas enligt Konjunkturinstitutets senaste prognos, öka med 8,3 procent för industrin i Sverige. Under 2022 prognostiserar de att industriproduktionen kommer att öka med 3,5 procent. Även denna bedömning är gjord utan hänsyn tagen till Rysslands invasion av Ukraina. Eurostat publicerar ett industriproduktionsindex för samtliga länder i EU. Under december månad så ökade indexet i Finland och Norge medan det sjönk i Sverige, Danmark och Tyskland.

² BNP-indikatorn ger en tidig bild av utvecklingen i bruttonationalprodukten, BNP. Den sammanställs månads- och kvartalsvis baserat på ett mer begränsat och preliminärt statistiskt underlag än de ordinarie kvartalsvisa nationalräkenskaperna

Figur 3 Industriproduktion, månatlig (faktisk, ej säsongrensad eller kalenderkorrigerad) i Norden och Tyskland, index 2015=100



Källa: Eurostat, SCB

Sammantaget visar de prognoser och den statistik som finns på en kraftig ökning av Sveriges och världens BNP under 2021 jämfört med 2020. Den positiva ekonomiska utvecklingen innebär i sin tur ett tryck uppåt för efterfrågan på olika energivaror. Konjunkturinstitutet bedömer också att resursutnyttjandet i den svenska ekonomin som helhet blir balanserat det fjärde kvartalet 2021 vilket innebär att fjolårets djupa konjunkturedgång har återhämtats och att lågkonjunkturen är över. Rysslands invasion av Ukraina skapar dock osäkerhet framåt och kan påverka utvecklingen på energimarknaderna och hela ekonomin.

1.2 Elpriser

Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996 vilket innebar att konkurrens infördes i handel och produktion av el. Nätverksamheten utgörs dock av ett reglerat monopol. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på Nord Pools spotmarknad. Förutom Sverige ingår Norge, Finland, Danmark samt de baltiska länderna i Nord Pool-området. Jämviktspriset motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsenheten som krävs för att möta efterfrågan under en specifik timme inom Nord Pool-området³. Prisskillnader kan dock uppstå mellan olika elområden då det finns bristande överföringskapacitet vilket innebär att marknaden måste delas. I det fall sätts dels ett pris för varje delområde samt ett systempris som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns. På lång sikt, i takt med att äldre produktion avvecklas och/eller efterfrågan ökar, körs elproduktionsenheter med en högre marginalkostnad allt oftare för att täcka efterfrågan och elpriset stiger.

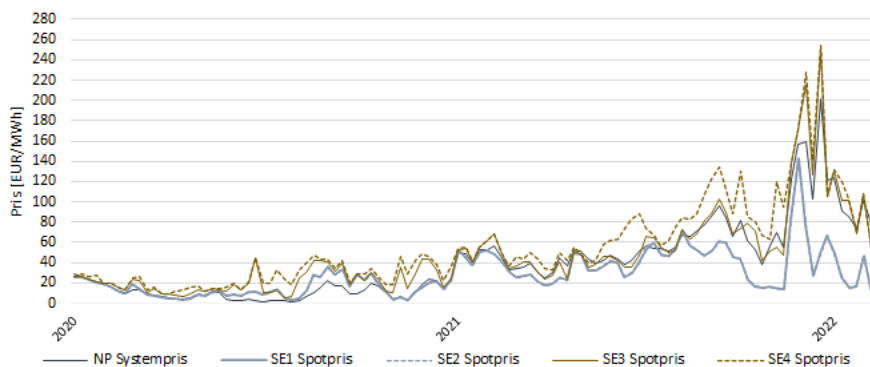
³ Det kan också vara efterfrågefleksibilitet som är prissättande vissa timmar.

Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) har stigit så att det motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin.

1.2.1 Spotpriser

Sett över perioden vecka 4 till vecka 7 2022 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 5 i SE3 och SE4. I dessa elområden uppgick spotpriset till knappt 108 EUR/MWh medan elpriserna i de norra elområdena (SE1 och SE2) var väsentligt lägre och uppgick till nästan 47 EUR/MWh. Systempriset uppgick till nästan 101 EUR/MWh. Spotpriset i Tyskland låg på drygt 136 EUR/MWh d.v.s. över priserna i SE3 och SE4. Därefter har elpriserna fallit och under vecka 7 2022 uppgick elpriset till drygt 61 EUR/MWh i SE3 och SE4. I de norra elområdena uppgick spotpriset till nästan 16 EUR/MWh medan systempriset uppgick till drygt 80,5 EUR/MWh.

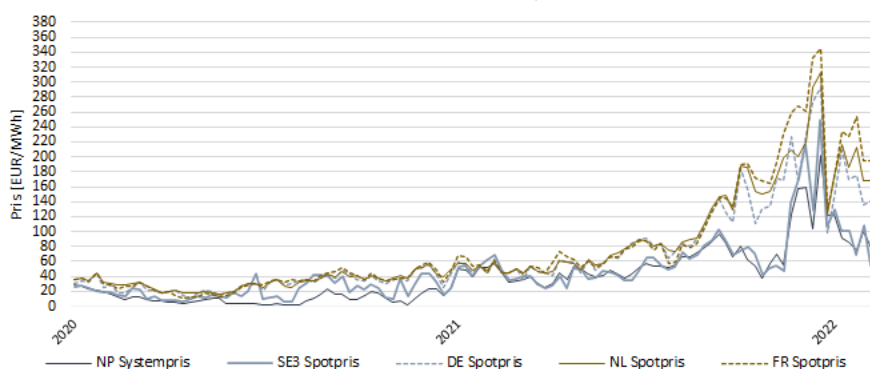
Figur 4 Veckopriser fram till vecka 7 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

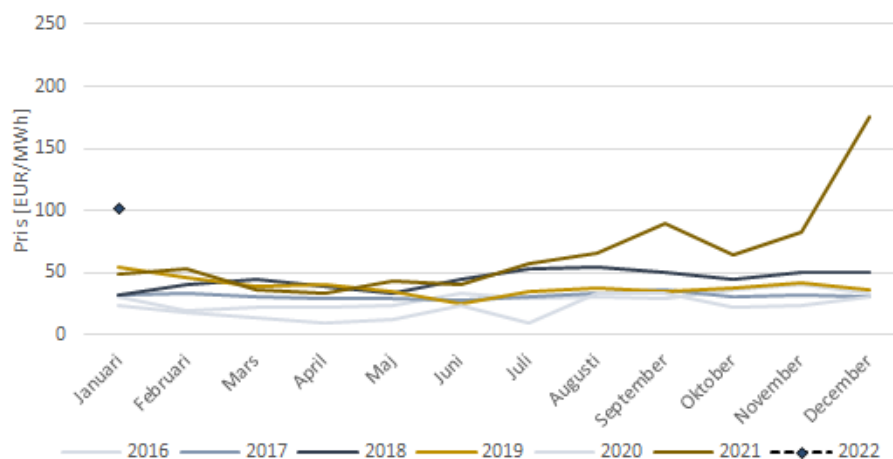
I Figur 5 nedan redovisas spotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten, speciellt under hösten 2021 till 2022 då fossilbränslepriserna har varit mycket höga.

Figur 5 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna samt Frankrike fram till vecka 7 2022, EUR/MWh



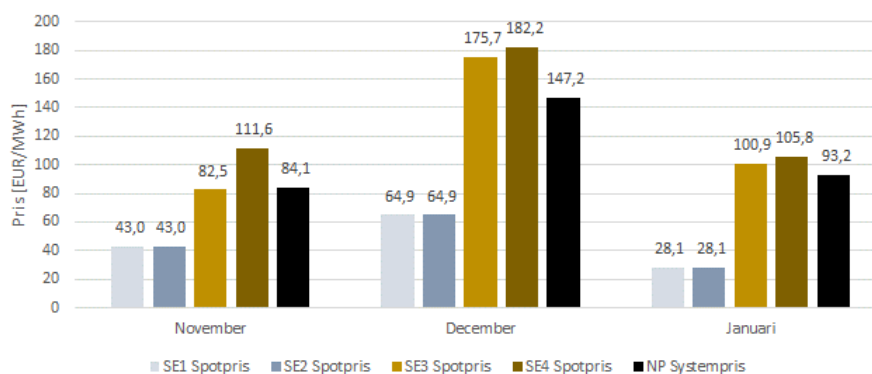
Utifrån Figur 6 nedan kan det ses att månadsmedelpriset i SE3 har varit högre under januari än under motsvarande period de sex föregående åren. Under januari uppgick det genomsnittliga priset till nästan 101 EUR/MWh.

Figur 6 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till januari 2022, EUR/MWh



Systempriset för januari sjönk jämfört med december. Samma trend gällde för samtliga svenska elområden. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige är fortsatt stora och i elområde 4 är medelpriset nästan fyra gånger högre än i SE1 och SE2.

Figur 7 Månadsmedelpris för SE1-SE4 samt Nord Pool systempris i november-januari 2021-2022, EUR/MWh

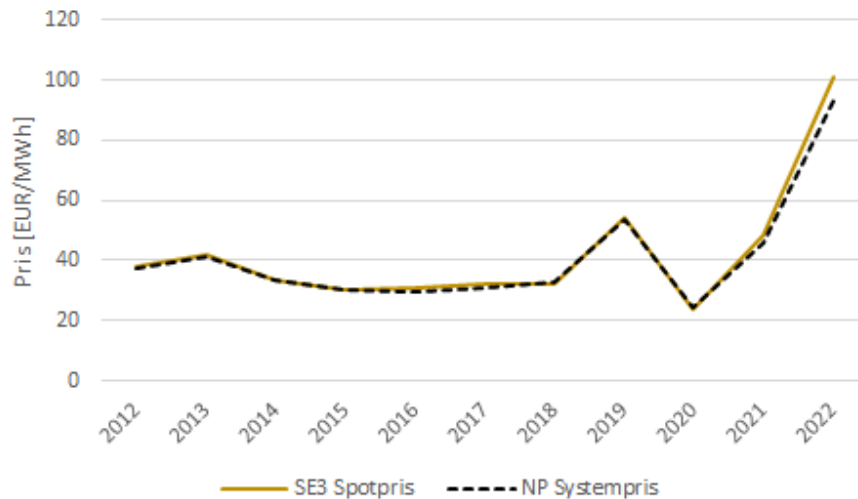


Sammantaget förklaras prisutvecklingen under januari av fortsatt höga fossilbränslepriser (speciellt naturgas) men som relativt sett är lägre än under december månad, högre temperaturer än normalt samt en stärkt hydrologisk balans. Fortsatta nord-sydliga begränsningar i det svenska

transmissionsnätet förstärker dock prisskillnaderna mellan norr och syd. Detta faktorer beskrivs mer ingående under delkapitlet Prispåverkande faktorer.

Spotpriset för januari i SE3 har i grova drag följt systempriset från 2012 med undantag för 2021–2022 då medelpriset i SE3 väsentligt översteg systempriset.

Figur 8 Månadsmedelpris spot för januari för SE3 och systempriset, EUR/MWh

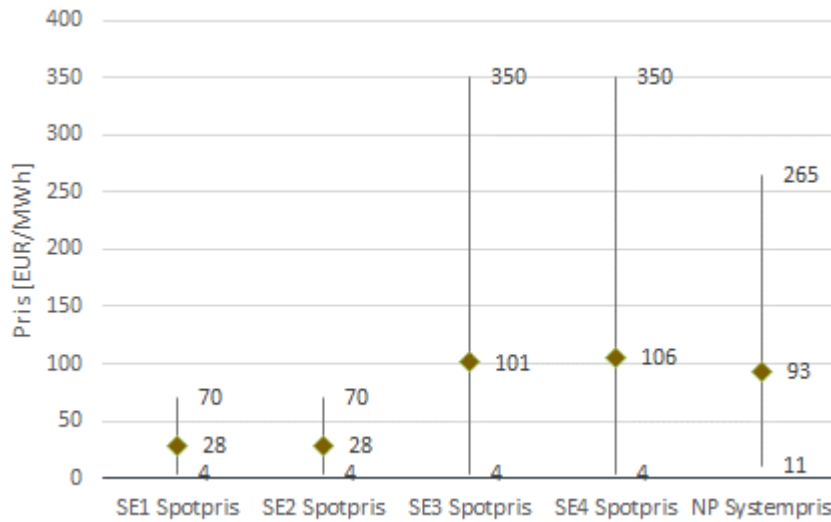


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under januari inträffade den 5:e klockan 7 på morgonen för SE1 och SE2 då det uppgick till 70 EUR/MWh. För SE3 och SE4 uppgick det högsta timpriset till 350 EUR/MWh och inträffade den 25:e januari klockan 17.00. Det högsta systempriset uppgick till 265 EUR/MWh och inträffade den 10:e klockan 9.00. Detta redovisas i Figur 9 nedan.

De lägsta priserna i januari månad inträffade den 30:e klockan klockan 6.00 då spotpriset uppgick till 4 EUR/MWh i alla elområden i Sverige. Det lägsta systempriset uppgick till 11 EUR/MWh och inträffade den 30 januari klockan 1.00.

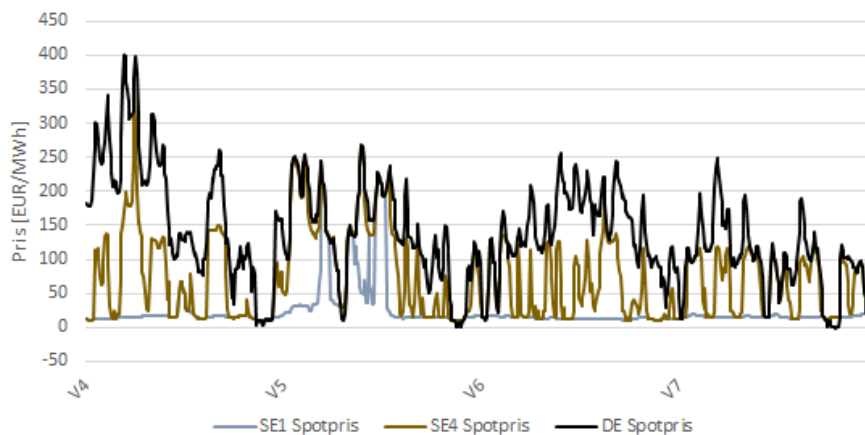
Figur 9 Högsta-, lägsta- och medeltimpris, SE1-SE4 samt systempriset, januari månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 10 nedan redovisas de timvisa priserna i SE1, SE4 samt Tyskland under vecka 4-7 2022. Det kan ses att prisstrukturen i SE4 i hög grad liknar Tysklands. Detta beror på den svaga effektbalansen i SE4 i kombination med flaskhalsar i överföringen från mellersta Sverige samt kopplingen till termiska områden som exempelvis Tyskland via överföringskablar. Vidare kan det noteras att priserna i Tyskland i högre grad än i SE1 uppvisar en dygnsmässig variation med högre elpriser under dagen då lasten är hög än under natten. Att prisstrukturen är jämnare i SE1 är ett resultat av en stor andel vattenkraftsproduktion med reglerförmåga i området. Prisnivån i SE1 under större delen av perioden är också väsentligt lägre vilket är ett resultat av bristande möjligheter att föra ner kraft söderut.

Figur 10 Timvisa priser i SE1, SE4 samt Tyskland (DE), vecka 4-7 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.3 Prispåverkande faktorer

1.3.1 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna samt utsläppsriktpriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk. Mer information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/om-energimyndigheten/marknadsbrev).

Under vecka 7 ökade oljepriset till 94,2 USD/ton vilket kan jämföras med genomsnittspriset för vecka 6 vilket uppgick till 92,2 USD/ton. Uppgången sedan början av året har drivits av ett flertal faktorer. En drivande orsak utgörs av att ett antal länder inom OPEC+ har svårt att fylla sina produktionskvoter vilket har inneburit att den totala produktionsminskningen är större än vad som är avtalat. Detta har i sin tur gjort marknaden orolig huruvida tillkommande produktion från OPEC+ kan möta den globala efterfrågan och eventuella produktionsavbrott till följd av en konflikt i Östeuropa. Vidare finns det en osäkerhet kring potentiellt begränsade oljeleveranser från Ryssland vilket skulle strama åt det globala utbudet av olja. Kallt väder i USA samt ökat bränslebyte från gas till olja inom industrin har ökat efterfrågan och bidrar till en stramare efterfråge- och utbudssituationen. Även om de amerikanska oljelagren ökade med 4,5 miljoner fat den 18 februari, enligt den amerikanska energimyndigheten (EIA), är ändå lagersituationen 9 procent lägre än femårs genomsnittet för denna tidpunkt vilket stöttar oljepriserna. Frontmånadskontraktet för Brent har efter vecka 7 fortsatt att stiga och uppgick till 97,9 USD/fat den 25 februari

vilket drevs av osäkerheter gällande potentiella störningar i ryska oljeleveranser och påverkan av sanktioner i och med Rysslands invasion av Ukraina.

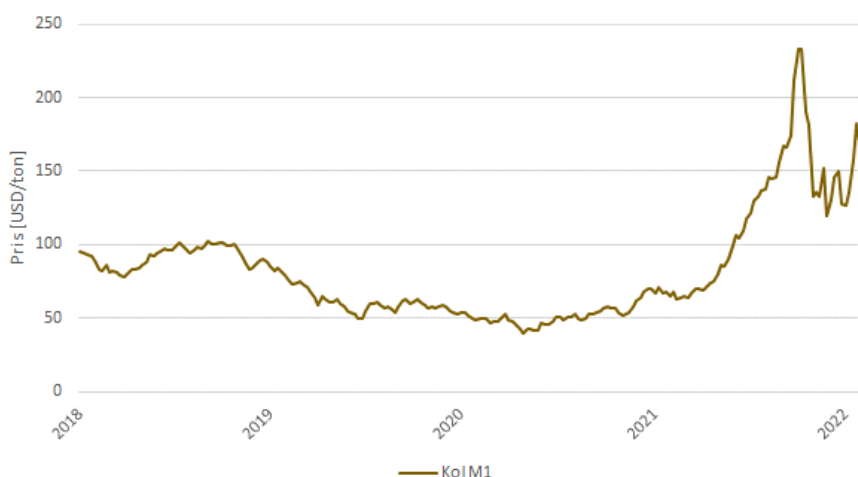
Figur 11 Brent och WTI råolja leverans nästa månad [USD/fat]



Källa: SKM Market Predictor (NYMEX settlement för Brent och NYMEX Last för WTI)

Kolpriset uppgick till 165,3 USD/ton under vecka 7, en nedgång från 173,2 USD/ton vecka 6. Priserna på den europeiska kolmarknaden har bl.a. tagit stöd av ett stramt utbud, exportförseningar samt en stark efterfrågan.

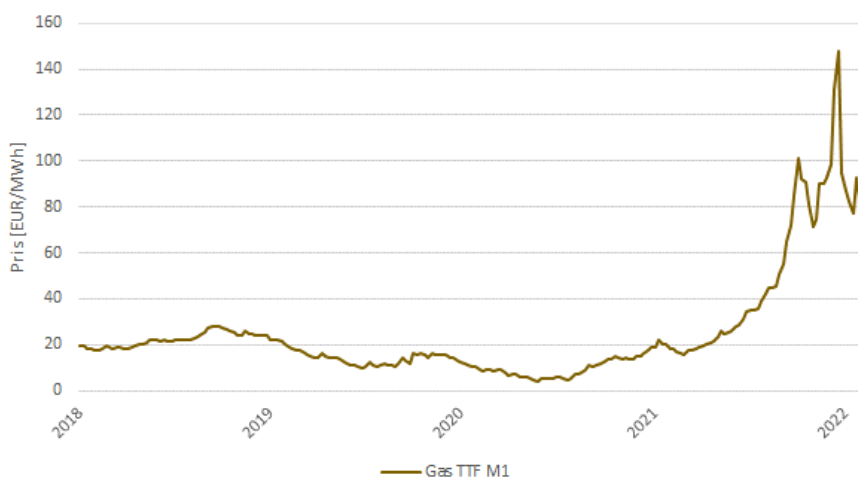
Figur 12 Kolpriser API2 leverans nästa månad [USD/ton]



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Priserna på den nordvästeuropeiska gasmarknaden minskade något under vecka 7 och genomsnittspriset uppgick till 74,0 EUR/MWh för TTF M1 (leverans nästa månad) vilket kan jämföras med 76,6 EUR/MWh under vecka 6. Genomsnittspriset den 25 februari för TTF M1 uppgick till 94,4 EUR/MWh. Uppgången de sista dagarna reflekterar farhågor gällande störningar av ryska gasleveranser i och med den ryska invasionen av Ukraina. De europeiska gaslagren är låga, ca 8 procentenheter lägre jämfört med samma tid förra året, vilket stöttar naturgaspriserna.

Figur 13 Gaspriser TTF leverans nästa månad [EUR/MWh]



Utsläppsrättspriset har stigit jämfört med inledningen av 2022 och det genomsnittliga priset uppgick till 89,5 EUR/ton vecka 7 vilket var en minskning jämfört med vecka 6.

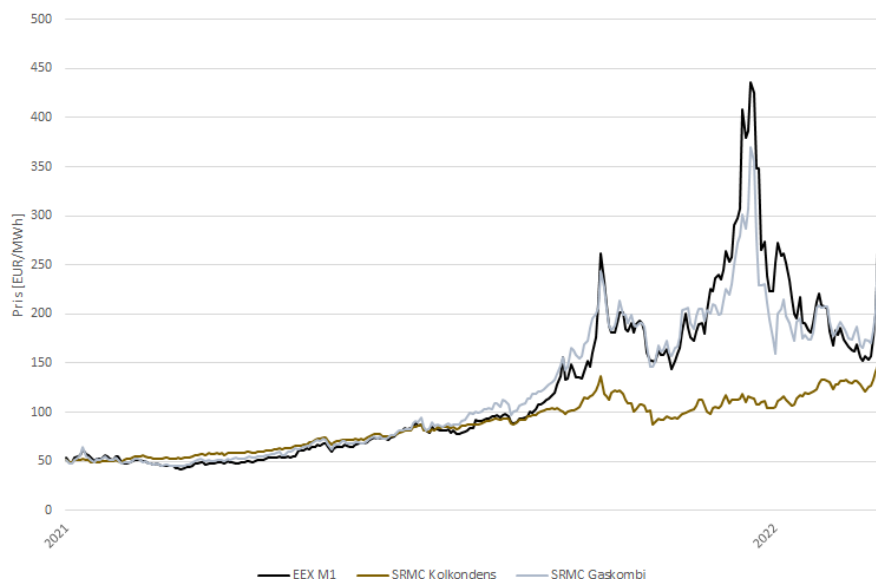
Figur 14 EU ETS [EUR/ton]



1.3.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsrätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande för många timmar. Under de timmar då Norden importerar från exempelvis kontinenten kan därmed termiska kraftverk bli prissättande, via import, på den nordiska elmarknaden. Figur 15 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset relativt väl följer den kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi baserat på frontmånadskontraktet för naturgas. Sammantaget har stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och stärkta utsläppsrättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna i både Tyskland och Norden fram till slutet av december 2021. Därefter har de sjunkande gaspriserna inneburit att de kortsiktiga marginalkostnaderna för att producera el i en gaskombi har sjunkit vilket har bidragit till de minskade elpriserna i Tyskland. I och med Rysslands invasion av Ukraina har gaspriserna återigen ökat vilket stärker elpriserna.

Figur 15 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

Not: Energimyndigheten har antagit en effektivitet (HHV) på 42 % för kolkondens samt 53 % för gaskombi. Bränsleberoende rörlig kostnad har antagits uppgå till 3,9 respektive 2,4 EUR/MWh. Kol och naturgaspriset baseras på frontmånad API2 respektive TTF.

1.3.3 Hydrologi

Efter att den hydrologiska balansen i Norden kontinuerligt hade försvagats under 2021 fram till vecka 37 stärktes hydrologin i takt med att nederbörden ökade⁴. Från att det hydrologiska underskottet i Norden uppgick till drygt 20 TWh vecka 37 stärktes det fram till vecka 43 för att därefter försvagas fram till vecka 1 2022. De senaste veckorna har dock den hydrologiska balansen stärkts och det hydrologiska underskottet i Norden uppskattas uppgå till knappt 2 TWh vecka 7.

⁴ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

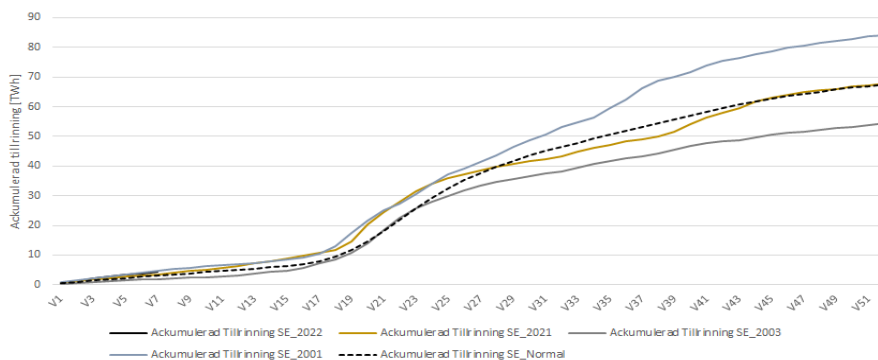
Figur 16 Hydrologisk balans i Norden fram till vecka 7 2022, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 17 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige vecka för vecka för ett normalår, vecka 1–7 år 2022 samt för några historiska år. Det kan ses att den ackumulerade tillrinningen vecka 7 år 2022 ligger väsentligt över normalen. Relativt sett normalen har den ackumulerade tillrinningen stärkts de senaste fyra veckorna (V 4–7). För vecka 7 år 2022 uppgick tillrinningen till 0,55 TWh i Sverige vilket ligger något högre än normaltillrinningen för den perioden.

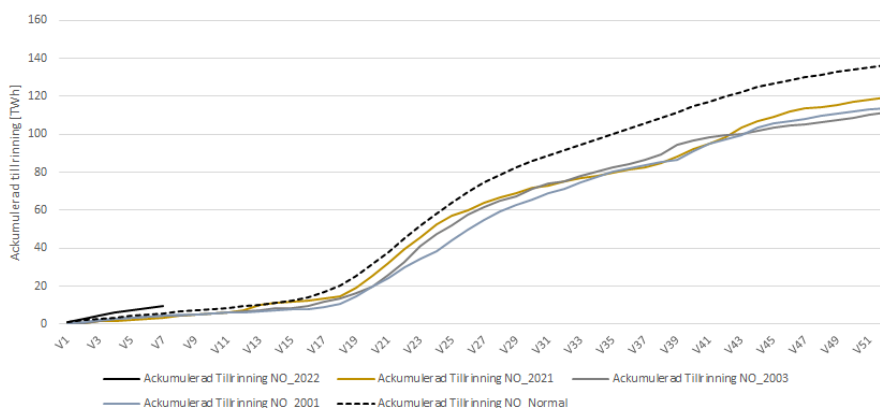
Figur 17 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norge kan det ses att den ackumulerade tillrinningen under år 2022 (vecka 1–7) är väsentligt högre jämfört med normalen och uppgick till 9,4 TWh vilket ska jämföras med normalen som uppgår till knappt 5,8 TWh. Under vecka 7 uppgick tillrinningen till 1 TWh vilket är högre än den normala tillrinningen. Detta redovisas i Figur 18 nedan.

Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Norge, TWh

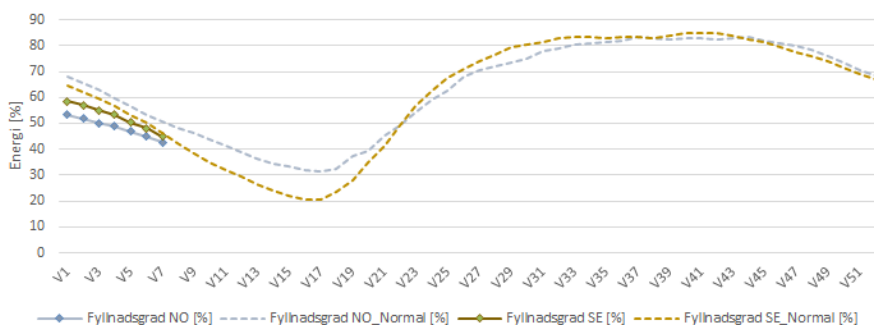


Källa: SKM Market Predictor

Sett för Norden som helhet uppgick den ackumulerade tillrinningen till 14,7 TWh under vecka 1–7 år 2022 medan den normala tillrinningen under samma period ligger på nästan 10 TWh. För vecka 7 år 2022 uppgick tillrinningen till 1,7 TWh vilket ligger över normalen för motsvarande period.

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på nästan 45 procent vecka 7 jämfört med normalen som ligger på drygt 46 procent. I Norge var fyllnadsgraden nästan 43 procent vecka 7 vilket kan jämföras mot normalen som ligger på knappt 51 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen drygt 43 procent vilket är ca 6 procentenheter lägre än normalen.

Figur 19 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

Sammantaget har den hydrologiska balansen i Norden stärkts de senaste fyra veckorna (V4–7) samtidigt som fyllnadsgraden för Sverige och Norge relativt normalen har ökat jämfört med vecka 1.

1.3.4 Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. Rent energimässigt

utgörs det största kraftslaget i Sverige i nuläget av vattenkraft följt av kärnkraft samt vindkraft. Även kraftvärme är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge utgörs det helt dominerande kraftslaget av vattenkraft medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft samt vindkraft. Det finska elsystemet karakteriseras av en stor andel värmekraft samt en del kärnkraft där den sistnämnda kommer att öka i och med infasningen av Olkiluoto 3. I samtliga nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2019, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2019 ökade den installerade effekten med drygt 5 000 MW varav den absolut största delen utgörs av kraftverk i Norge med olika grader av reglerförmåga. Förekomsten av en stor andel reglerbar vattenkraft i främst Norge men även i Sverige innebär en jämnare prisstruktur i Norden jämfört med ett termiskt kraftsystem som återfinns exempelvis i Tyskland.
- Effektmässigt har **vindkraften** ökat mest. 2019 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 20 300 MW. Sedan dess har vindkraften fortsatt att expandera. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mer beskedlig.
- Nedgången i **värmekraft**, eller mer specifikt kondenskraft, sedan 1996 beror på prisutvecklingen vilket har gjort det mindre lönsamt att upprätthålla kapacitet på en avreglerad elmarknad.

Tabell 1 Installerad kapacitet år 2019 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2019, 2010 samt 1996, MW

	Sverige 2019	Danmark 2019	Finland 2019	Norge 2019	Norden 2019	Norden 2010	Norden 1996
Vattenkraft	16 328	7	3 273	32 797	52 406	49 057	47 164
Vind	8 980	6 103	2 284	2 914	20 281	6 587	930
Sol	698	1 080	222	0	2 000	14	8
Kärnkraft	7 725	0	2 794	0	10 519	11 867	12 365
Värmekraft	7 091	7 977	8 899	1 074	25 040	28 819	27 503
Övriga bränslen	0	0	0	35	35	35	0
Totalt	40 822	15 167	17 472	36 820	110 281	96 379	87 970

Källa: Energimyndighetens bearbetning av data från Energiföretagen (Sverige) och Eurostat

Tillgängligheten för den svenska kärnkraften uppgick till drygt 94 procent vecka 7. Motsvarande siffra för den finska kärnkraften var 100 procent. Därmed uppgick den nordiska tillgängligheten till nästan 96 procent. Jämfört med föregående vecka var tillgängligheten på nordisk basis marginellt lägre. Under januari månad har tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till drygt 96 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2021. Tillgängligheten i Finland under januari uppgick till 100 procent. Detta redovisas i Tabell 2 nedan. Under januari månad uppgick den nordiska tillgängligheten till 97 procent vilket primärt drevs av lägre tillgänglighet i Ringhals 3. För Ringhals 3 berodde detta på ett oplanerat fel vilket varade mellan den 29 december till den 1 januari samt ett oplanerat fel mellan den 6–11 januari. Detta kan jämföras med den nordiska tillgängligheten under december vilken uppgick till 98 procent vilket främst drevs av lägre tillgänglighet i Ringhals 3–4. På grund av en bränsleskada har Oskarshamn 3 tillfälligt tagits ur drift under perioden 19–27 februari.

I Tabell 2 nedan redovisas status samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under december månad.

Tabell 2 Status 2022-02-25 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under januari månad

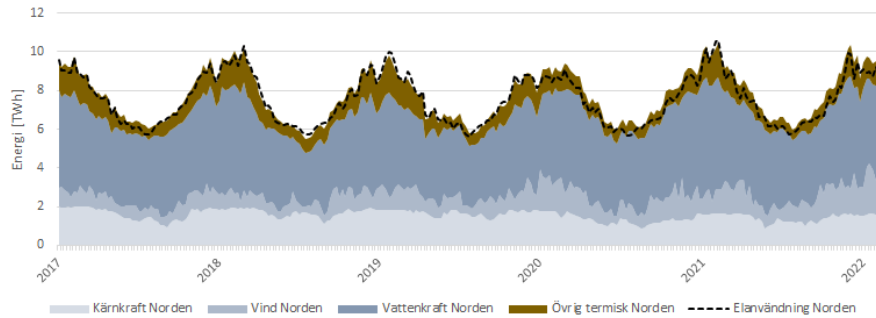
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet [MW]	Installerad kapacitet [MW]	Tillgänglighet Snitt (Jan) 2011-2021	Faktiska/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	97%	4 sep-8 okt 2022
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	97%	10 jul-30 jul 2022
Forsmark 3	I drift	100%	1 165	1 167	99%	1 maj-28 maj 2022
Oskarshamn 3	Oplanerat fel	97%	1 363	1 400	94%	19-27 feb/18 apr-11 maj 2022
Ringhals 3	I drift	81%	870	1 074	99%	25 maj-1 juli 2022
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	99%	10 Aug-6 sep 2022
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	100%	17 sep-9 okt 2022
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	99%	7 aug-9 sep 2022
Olkiluoto 1	I drift	100%	880	880	100%	8 maj-10 jun 2022
Olkiluoto 2	I drift	100%	889	890	100%	24 apr-1 maj 2022
Norden	-	97%	9 417	9 660	98%	-
Sverige	-	96%	6 638	6 881	98%	-
Finland	-	100%	2 778	2 779	100%	-

Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 37,4 TWh under veckorna 4–7 (fyra veckor) vilket är något lägre än de 37,5 TWh som producerades de föregående fyra veckorna (V52-3). Detta beror i huvudsak på en lägre produktion från vattenkraft och värmekraft. För

svensk del uppgick elproduktionen till 15,2 TWh under veckorna 4–7 vilket kan jämföras med de 14,8 TWh som producerades den föregående fyra veckors perioden (V53–3). Utvecklingen kan främst förklaras av högre elproduktion från vindkraft.

Figur 20 Elproduktion i Norden per vecka, TWh



Källa: SKM Energy Predictor, Energiföretagen, Energia.fi samt Nord Pool

I Tabell 3 nedan redovisas elproduktionen i de nordiska länderna de senaste två veckorna samt 52 veckors rullande summa med start vecka 7 (årsbasis) för 2022 samt 2021. Under vecka 7 2022 uppgick elproduktionen till 9,1 TWh på nordisk basis vilket var en nedgång med 0,3 TWh jämfört med vecka 6. Minskningen berodde på en lägre produktion från vindkraft. Den nordiska elproduktionen uppgick till 413 TWh de senaste 52 veckorna. Detta var en ökning med 0,8 procent jämfört med motsvarande period 2020–2021. Detta kan primärt förklaras av en högre elproduktion från vindkraft, samt i mindre grad, av en högre produktion från kärnkraft.

Tabell 3 Elproduktion, TWh

Region/teknik	V7	V6	Förändring från V6 [%]	V7 2022 52 veckors rullande summa	V7 2021 52 veckors rullande summa	Förändring årsbasis [%]
Sverige	3,8	3,9	-3%	164,0	156,8	4,6%
Vattenkraft	1,6	1,3	24%	68,8	73,0	-5,7%
Vindkraft	0,8	1,2	-35%	30,8	24,7	24,9%
Kärnkraft	1,093	1,1	0%	50,2	46,2	8,8%
Övrig värmekraft	0,3	0,3	-1%	14,1	12,9	9,3%
Norge	3,0	3,2	-6%	151,9	159,6	-4,9%
Vattenkraft	2,7	2,7	-1%	138,2	147,5	-6,3%
Vindkraft	0,3	0,5	-40%	12,1	9,7	24,0%
Kärnkraft	0,0	0,0				
Övrig värmekraft	0,0	0,0	0%	1,6	2,4	-33,4%
Danmark	0,9	0,9	2%	30,4	27,1	12,0%
Vattenkraft	0,0	0,0				
Vindkraft	0,7	0,6	10%	17,7	14,9	19,2%
Kärnkraft	0,0	0,0				
Övrig värmekraft	0,2	0,3	-14%	12,7	11,1	14,6%
Finland	1,4	1,4	-2%	66,9	66,2	0,9%
Vattenkraft	0,3	0,2	8%	15,0	15,7	-4,5%
Vindkraft	0,2	0,3	-21%	9,0	7,0	28,0%
Kärnkraft	0,5	0,5	0%	22,6	22,2	1,6%
Övrig värmekraft	0,4	0,4	2%	20,3	21,3	-4,3%
Norden	9,1	9,4	-4%	413,1	409,8	0,8%
Vattenkraft	4,5	4,2	7%	222,0	236,2	-6,0%
Vindkraft	2,0	2,6	-23%	69,6	56,3	23,6%
Kärnkraft	1,6	1,6	0%	72,8	68,4	6,4%
Övrig värmekraft	1,0	1,0	-3%	48,8	47,7	2,3%

Källa: SKM Market Predictor, Energiföretagen, Energia.fi, Nord Pool

1.3.5 Efterfrågan och last

Elanvändningen i januari minskade jämfört med december och uppgick till 39,6 TWh i Norden vilket är en minskning med 4,3 procent jämfört med föregående månad. Under vecka 7 uppgick elanvändningen i Norden till 8,8 TWh vilket är en ökning med 1,1 procent jämfört med föregående vecka. Rullande 52 veckors summering med vecka 7 2022 som senaste vecka uppgick till 391,4 TWh för Norden vilket är en ökning med 0,3 procent jämfört med motsvarande summering vecka 7 2021.

Tabell 4 Elefterfrågan under dec, jan, V7 och V6 i Norden samt rullande 52 veckors summering, TWh

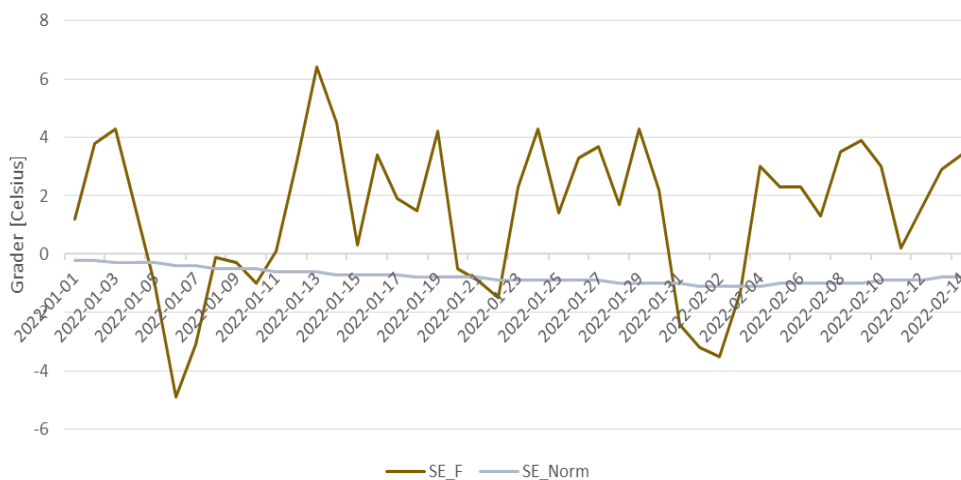
Region	Jan	Dec	Förändring	V7	V6	Förändring	V7 2022 52 veckors rullande summa	V7 2021 52 veckors rullande summa	Förändring
SE	14,1	14,7	-4,1%	3,1	3,1	1,9%	135,8	135,7	0,0%
NO	13,9	14,3	-3,4%	3,1	3,1	1,3%	135,2	136,8	-1,2%
DK	3,4	3,4	-1,8%	0,8	0,8	0,0%	36,2	35,5	2,0%
FI	8,3	8,9	-6,9%	1,8	1,8	0,1%	84,3	82,3	2,4%
Norden	39,6	41,4	-4,3%	8,8	8,7	1,1%	391,4	390,2	0,3%

Källa: SKM Market Predictor,

I Figur 21 ser man att den faktiska temperaturen (SE_F) legat högre än normalt (SE_Norm)⁵ under stora delar av januari och februari. Det är en förklaring till att elefterfrågan minskade i januari jämfört med december.

⁵ Normalvärden beskriver det genomsnittliga (eller normala) klimatet för en viss plats och tidsperiod. Tidsperioden kallas då för normalperiod.

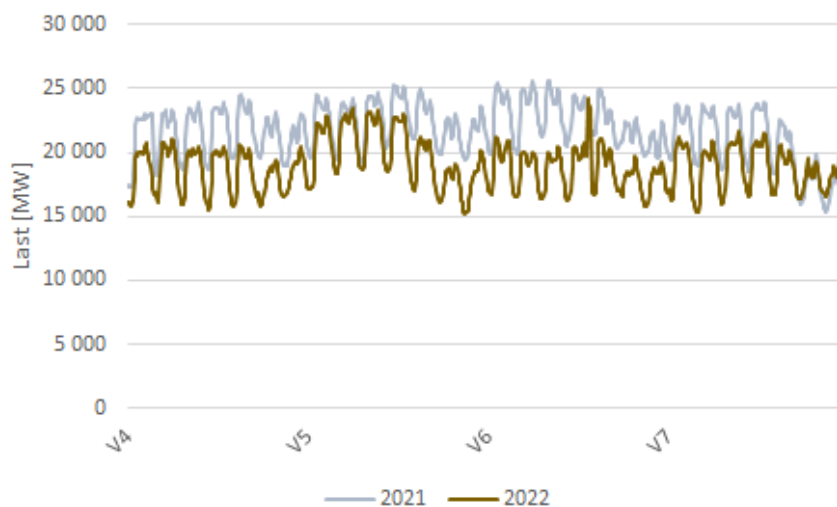
Figur 21 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (SE_F) och motsvarande normalårstemperatur



Källa: SKM Market Predictor

Lasten per timma i Sverige för veckorna 4, 5, 6, 7 redovisas i Figur 22. Det kan ses att lasten var högre 2021 jämfört med motsvarande veckor under 2022.

Figur 22 Last per timma i Sverige, MW



Källa: SKM Market Predictor, Anm: v1 avser år 2022 och 2021

Historiskt finns det veckor där lasten har varit högre i både Sverige och Norden. Enligt Tabell 5 uppgick den sammanlagrade lasten för Norden till 57 700 MW vecka 7 vilket kan jämföras med den maximala lasten sedan 2001 för motsvarande vecka som uppgick till 66 757 MW.

Tabell 5 Maxlast per vecka under 2022 och maxlast sedan 2001, MW

Region	Maxlast per vecka år 2022				Maxlast per vecka sedan 2001			
	V4	V5	V6	V7	V4	V5	V6	V7
SE	21150	23428	24189	21660	26785	26517	26880	25444
NO	20182	21787	20961	20840	24180	25150	25230	23620
DK	5750	5611	5644	5555	6355	6170	6400	6160
FI	11941	12920	11426	11440	14370	14540	14808	14803
Norden	57745	63169	58792	57700	68743	69330	69920	66757

Källa: SKM Market Predictor

Sammantaget var efterfrågan i Norden fyra procent lägre i januari jämfört med december. Den lägre efterfrågan förklaras delvis av högre temperatur under januari och sätter ett tryck nedåt på elpriserna. Elanvändningen för 52 veckors rullande summa med start vecka 7 2022 har ökat med 0,3 procent jämfört med motsvarande period förra året. Ökningen beror bland annat på högre ekonomisk aktivitet samt lägre temperaturer. Elanvändningen vecka 7 i Norden var en procent högre än vecka 6.

1.3.6 Överföringsförbindelser och handel

I Tabell 6 och Tabell 7 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för januari 2022 inom och mellan Sverige och dess handelsländer samt mellan de övriga nordiska länderna samt dess icke-nordiska handelsländer. Det kan ses att tillgängligheten är speciellt låg relativt den genomsnittliga historiska tillgängligheten (januari 2017–2021) från SE3 till NO1 respektive från Finland (FI) till SE3. Så har varit fallet under större delen av 2021 och beror på att Svenska kraftnät har behövt hantera nya elflöden i öst-västlig riktning för att inte äventyra driftsäkerheten i elsystemet. Mer specifikt beror det öst-västra flödet på ökad produktion i norra Sverige samt Finland, ökad exportkapacitet från Norden till kontinenten via Norge samt minskad produktion i Ringhals. Sedan den 1 oktober är kabeln mellan Norge och Storbritannien (North Sea Link) i provdrift och det öst-västra flödet bedöms därför bli vanligare. Av driftsäkerhetsskäl finns vidare vissa begränsningar i nord-sydlig riktning inom Sverige. I syfte att på kort sikt öka tillgänglig handelskapacitet med bevarande av systemstabilitet har Svenska kraftnät initierat ett antal projekt där bl.a. begränsande apparater byts ut och systemvärn projekteras m.m.⁶.

⁶ [Svenska kraftnät optimerar tillgänglig kapacitet i transmissionsnätet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 6 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, januari 2022

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad	Tillgänglighet jan. 2017-2021
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	95%	99%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	91%	95%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	84%	96%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	97%	100%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	50%	97%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	83%	88%
SE4	DK2	Øresund	1 300	99%	93%
DK2	SE4	Øresund	1 700	98%	80%
SE1	FI	-	1 500	102%	101%
FI	SE1	-	1 100	97%	98%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	99%	99%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	27%	99%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	92%	77%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	93%	72%
SE2	NO4	-	300	68%	73%
NO4	SE2	-	250	61%	60%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	100%	89%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	99%
SE3	NO1	Hasle	2 095	31%	86%
NO1	SE3	Hasle	2 145	69%	75%
SE4	DE	Baltic cable	615	91%	93%
DE	SE4	Baltic cable	600	68%	48%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	90%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	79%
SE4	PL	SwePol-link	600	93%	86%
PL	SE4	SwePol-link	600	92%	59%

Källa: SKM Market Predictor

Tabell 7 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, januari 2021

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad	Tillgänglighet jan. 2017-2021
DK1	DE		2 500	40%	54%
DE	DK1		2 500	49%	86%
DK2	DE		985	63%	89%
DE	DK2		1 000	77%	91%
FI	RU		320	100%	99%
RU	FI		1 460	89%	89%
FI	EE		1 016	100%	98%
EE	FI		1 016	100%	98%
NO2	NL		723	86%	71%
NL	NO2		723	99%	81%
NO2	DE		1 400	56%	57%
DE	NO2		1 400	75%	85%
NO4	RU		-	-	-
RU	NO4		56	0%	42%

Källa: SKM Market Predictor

Den 27 juli 2021 togs Sydvästlänken mellan SE3 och SE4 i kommersiell drift. Ledningen har en kapacitet på 1 200 MW men endast 800 MW kan i dagsläget utnyttjas.

Följande överföringsförbindelser mellan Norden och länder utanför Norden har tagits i bruk:

- **NordLink:** Sedan den 31 mars 2021 har en ny överföringsförbindelse tagits i bruk mellan Norge (NO2) och Tyskland. Kabeln som benämns Nord Link har en kapacitet på 1 400 MW i båda riktningarna.
- **North Sea Link:** Denna överföringsförbindelse är i provdrift sedan den 1 oktober 2021. Kabeln går mellan Norge (NO2) och Storbritannien. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Sammantaget har den ökade marknadskopplingen mellan Norge och Tyskland genom NordLink-kabeln påverkat prisnivån uppåt i Nord Pool-området. Detta på grund av att höga kontinentala elpriser drivna av höga fossilbränslepriser i sin tur har genererat ökad export från Norden via Norge till Tyskland.

Nettoexporten från Sverige uppgick till drygt 0,6 TWh under vecka 7 vilket kan jämföras med en nettoexport på drygt 0,8 TWh under vecka 6. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med V7 som senaste vecka uppgick till 28,1 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2020–2021 vilken uppgick till 21,0 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 24,1 TWh respektive 19,9 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste avnämaren för svensk nettoexport.

Tabell 8 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

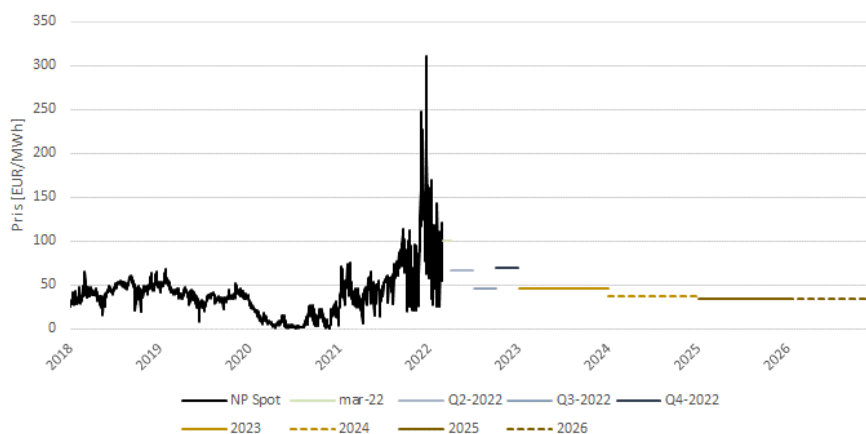
Exportörande region	Importerande region	Vecka 7	Vecka 6	Januari 2022	2022_V7 52 veckors rullande summa	2021_V7 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,2	-0,2	-1,0	-9,3	-10,1
SE3	FI	-0,1	-0,1	-0,4	-5,5	-8,0
SE3	DK1	0,0	0,0	-0,1	-1,6	-0,3
SE4	DK2	-0,1	-0,1	-0,3	-4,2	-2,6
SE1	NO4	0,1	0,0	0,2	1,8	1,7
SE2	NO4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
SE2	NO3	0,0	0,0	0,1	0,0	1,1
SE3	NO1	-0,2	-0,1	-0,2	-0,4	6,9
SE4	DE	0,0	-0,1	-0,3	-2,3	-1,6
SE4	PL	-0,1	-0,1	-0,3	-3,2	-3,9
SE4	LT	-0,1	-0,1	-0,5	-3,6	-4,4
DK1	NL	-0,1	-0,1	-0,4	-2,9	-0,3
DK1	DE	0,2	0,0	0,0	-2,2	-2,5
DK2	DE	-0,1	-0,1	-0,2	-2,0	-0,1
NO2	NL	0,0	-0,1	-0,3	-3,7	-4,2
NO2	DE	0,1	0,0	-0,3	-3,4	-0,3
NO2	UK	-0,2	-0,2	-0,4	-2,4	0,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,2	0,2	0,9	8,6	3,3
FI	EE	-0,1	-0,2	-0,6	-7,1	-6,1
Nettoexport Sverige		-0,6	-0,8	-2,7	-28,1	-21,0
Nettoexport Norden		-0,3	-0,7	-2,5	-24,1	-19,9

Källa: SKM Market Predictor

1.4 Terminalspriser

Terminalspriset i Norden (system) för mars 2022 (frontmånad) stängde på närmare 100 EUR/MWh den 25 februari. Motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 213 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsrättspriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. De senaste dagarna har speciellt gas- och kolpriserna påverkats uppåt av den oro som drivits av Rysslands invasion av Ukraina. Forwardkontraktet för naturgas (TTF) för mars (front månad) 2022 handlades exempelvis för drygt 94,4 EUR/MWh fredagen den 25 februari, en uppgång med nästan 25 EUR/MWh jämfört med noteringen tisdagen den 22 februari. Prisnivåerna är dock inte uppe i de nivåer som rådde under mitten av december. För nordisk del bedöms den hydrologiska balansen stärkas marginellt och underskottet förväntas ligga på ca 1,7 TWh fram till och med vecka 8. Därmed bidrar inte den förväntade hydrologiska balansen till ökade elpriser i Norden. Under vecka 9 förväntas även temperaturen i Nord Pool-området att vara något högre än normalt vilket bidrar till att dämpa elpriserna. Priserna på årskontrakten är lägre än de kortare kontrakten vilket primärt reflekterar förväntningar om lägre men fortsatt relativt höga fossilbränslepriser och, i mindre grad, en normaliserad hydrologi. Terminalspriset för 2023 och 2024 i Norden (system) stängde på drygt 46 EUR/MWh respektive knappt 37 EUR/MWh den 25 februari. Motsvarande kontrakt i Tyskland låg på drygt 146 EUR/MWh respektive 71 EUR/MWh. I Figur 23 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nord Pool.

Figur 23 Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



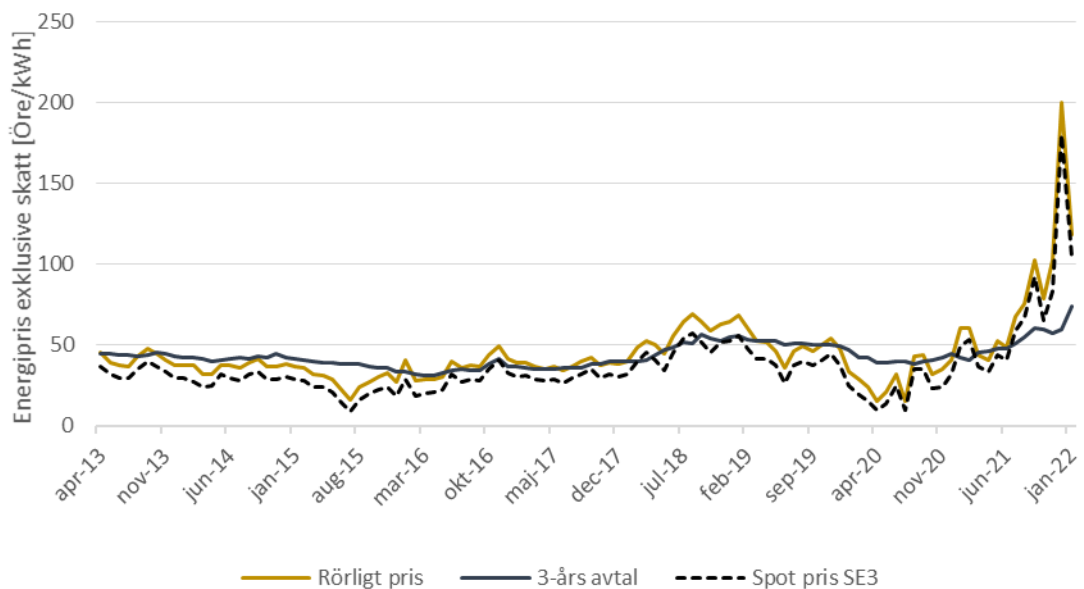
Not: Forwardpriserna tagna 2022-02-25

Källa: SKM Market Predictor

2 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 24 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett treårigt fastprisavtal för elområde 3 för en villa med elvärme. Det rörliga elhandelspriset följde med spotpriset under januari och sjönk kraftigt. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal som påverkas av prisökningarna på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det drygt 50 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal. Det innebär att det är många kunder som påverkas av de prisökningar som skett under hösten/vintern.

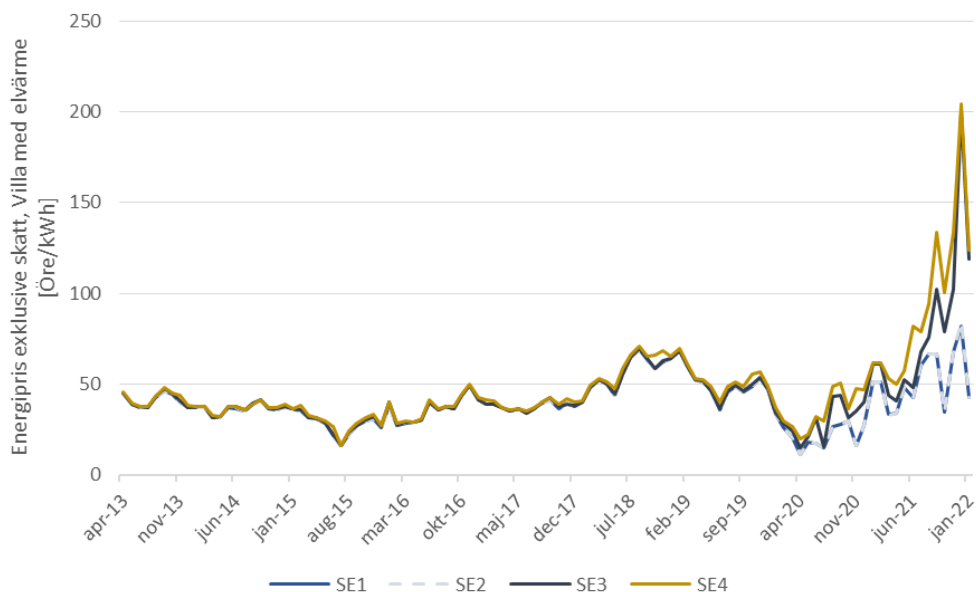
Figur 24 Elhandelspris, rörligt avtal och 3-års fastprisavtal för en villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med januari 2021



Källa: SCB, Nord Pool

I Figur 25 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde. Utifrån figuren syns det tydligt att kunder i hela Sverige med rörligt avtal har drabbats av höga priser under vintern men att priserna är på en betydligt högre nivå i elområde 4 och elområde 3 jämfört med elområde 1 och 2 i norra Sverige.

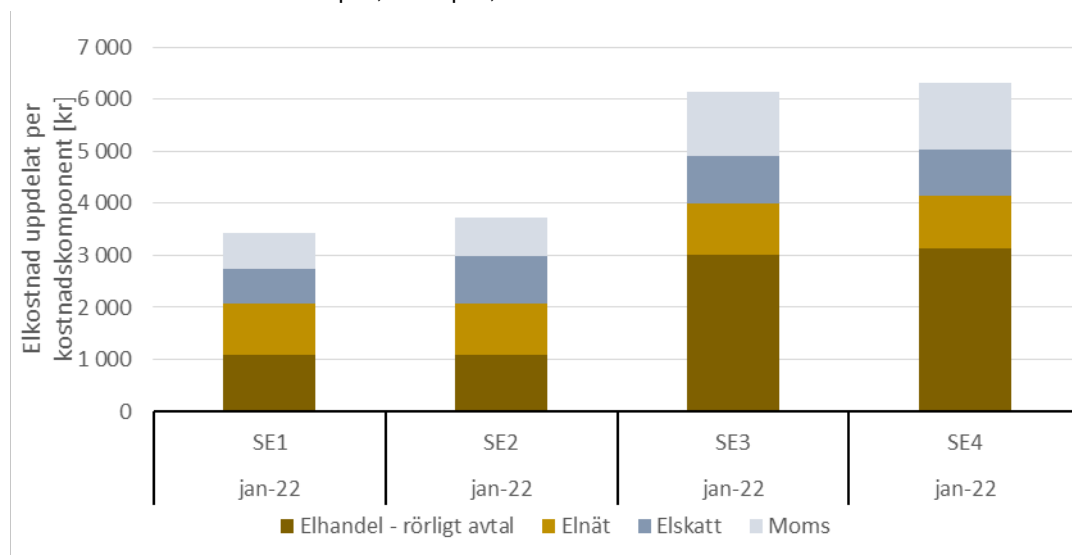
Figur 25 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med januari 2021



Källa: SCB

I Figur 26 redovisas den totala uppskattade kostnaden under januari för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I elområde 1 och 2 låg kostnaden i december på mellan 3 000 – 4 000 kr medan kostnaden för motsvarande förbrukning i SE3 och SE4 låg på drygt 6 000 kr

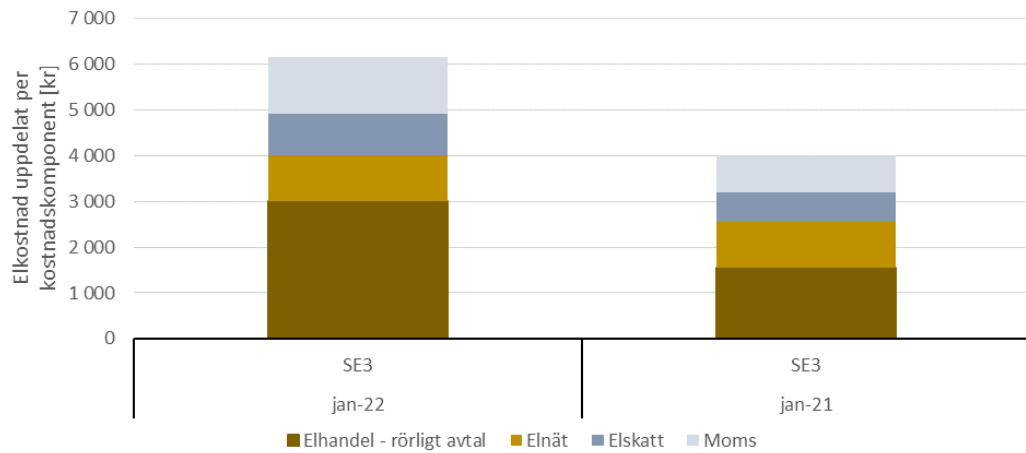
Figur 26 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i december (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2533 kWh i december) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Elnätspriset för 2022 har antagits vara detsamma som 2020 eftersom statistiken för 2021 inte är publicerad hos SCB ännu. Det är också samma elnätspris i alla elområden även elnätspriset kan variera geografiskt. Vidare har samma förbrukning (20000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även förbrukningen i regel är högre i SE1 jämfört med SE4. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 kan också ha reducerad elskatt.

För en villa med elvärme i SE3 så var kostnaden drygt 2000 kr mer i januari 2022 jämför med 2021 då den uppgick till knappt 4 000 kr.

Figur 27 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i dec 2021 jämfört med dec 2020 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2533 kWh i december). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Elnätspriset för 2022 har antagits vara detsamma som 2020 eftersom statistiken för 2021 inte är publicerad hos SCB ännu.