

# Nuläget på elmarknaden

Mars 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 .....	32
2 Slutkundspriser	33



# Sammanfattning

Systempriset på den nordiska elbörsen, sjönk från 148,2 EUR/MWh vecka 10 till 127,0 EUR/MWh vecka 11 år 2022. Priserna i elområde SE1 och SE2 uppgick till 17,2 EUR/MWh vecka 11, en marginell uppgång jämfört med vecka 10 då de uppgick till 16,9 EUR/MWh. Genomsnittspriset för vecka 11 uppgick till 108,4 samt 134,5 EUR/MWh för SE3 samt SE4 vilket innebar en nedgång jämfört med föregående vecka. Det genomsnittliga månadspriset minskade från 93,2 EUR/MWh i januari till 90,2 EUR/MWh i februari. Det genomsnittliga månadspriset i SE3 under februari månad uppgick till 73,5 EUR/MWh. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige är fortsatt stora och i elområde 4 har medelpriset varit drygt 3 gånger högre än i SE1 och SE2 under februari.

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. Det omvända gäller vid en minskad ekonomisk aktivitet. Under januari så minskade tillväxttakten i Sveriges BNP-indikator och industriproduktionsindex sjönk för flera länder. Rysslands invasion av Ukraina skapar dock osäkerhet framåt och har redan påverkat energimarknaderna och kan komma att få effekter på hela ekonomin. På Energimyndighetens webbplats publiceras löpande information kring energiläget i Sverige [Så påverkar Rysslands krig mot Ukraina Sveriges energiläge \(energimyndigheten.se\)](https://www.energi.se/nyheter/sa-paverkar-rysslands-krig-mot-ukraina-sveriges-energilage-energimyndigheten.se)

Sammantaget förklaras prisutvecklingen under februari jämfört med prisnivån under januari månad med lägre efterfrågan i Norden samt en stärkt hydrologisk balans vilket kompenserar för fortsatt höga fossilbränslepriser och en lägre vind- och kärnkraftsproduktion. Detta utvecklas kort nedan:

- **Höga fossilbränslepriser:** Stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och höga utsläppsrättspriser har utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna under hösten och vintern i både Tyskland och Norden. Under februari har fossil- och EU ETS-priserna utvecklats i olika riktningar. Medan naturgaspriserna har sjunkit något jämfört med januari har framför allt kolpriserna, samt i mindre grad EU ETS-priserna, ökat. Fossila bränslepriser samt priser på utsläppsrätter påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk.

- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden har förstärkts under februari jämfört med januari. Under mars månad har emellertid den hydrologiska balansen försvagats. Utvecklingen av den hydrologiska balansen under februari jämfört med januari har således dämpat elpriserna medan det motsatta är fallet de senaste veckorna.
- **Elefterfrågan:** Sammantaget var elefterfrågan i Norden 10 procent lägre i februari jämfört med januari. Elanvändningen vecka 11 i Norden var 4 procent lägre än vecka 10. Allt annat lika har den lägre efterfrågan pressat elpriserna.

Tillgängligheten i svensk och finsk kärnkraft under februari har uppgått till 96 procent. Detta var marginellt lägre än den historiska tillgängligheten för januari månad.

Terminspriset i Norden (system) för april 2022 (frontmånad) stängde på 152 EUR/MWh den 28 mars. Motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 226 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsriktpriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. Även om gas- och kolpriserna har retirerat från de extrema topparna som gällde under framför allt vecka 10 så understöds prisnivåerna fortsatt av den oro och osäkerhet som drivs av Rysslands invasion av Ukraina. För nordisk del bedöms den hydrologiska balansen försvagas något fram till och med vecka 13. Därmed bidrar inte den förväntade hydrologiska balansen till att dämpa elpriserna i Norden. Prognosen för temperaturen i Nord Pool-området pekar mot väsentligt lägre temperatur än normalt fram till mitten av vecka 14. Detta stödjer de höga 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.

I SE1 och SE2 uppgick den totala uppskattade kostnaden för en villa med elvärme med rörligt elavtal till drygt 3000 kr i februari, medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på ca 5 000 kr. Mot bakgrund av de höga elpriserna så beslutade regeringen att införa en kompensation till hushåll. För en villa med elvärme i SE3 och SE 4 med en årsförbrukning på 20000 kWh per år så blir kompensationen sannolikt den maximala varje månad och summerar då till 7000 kr totalt (2000 i december, 2000 i januari, 2000 i februari samt 1000 i mars) medan en villa i SE1 och SE2 inte får någon kompensation i mars.

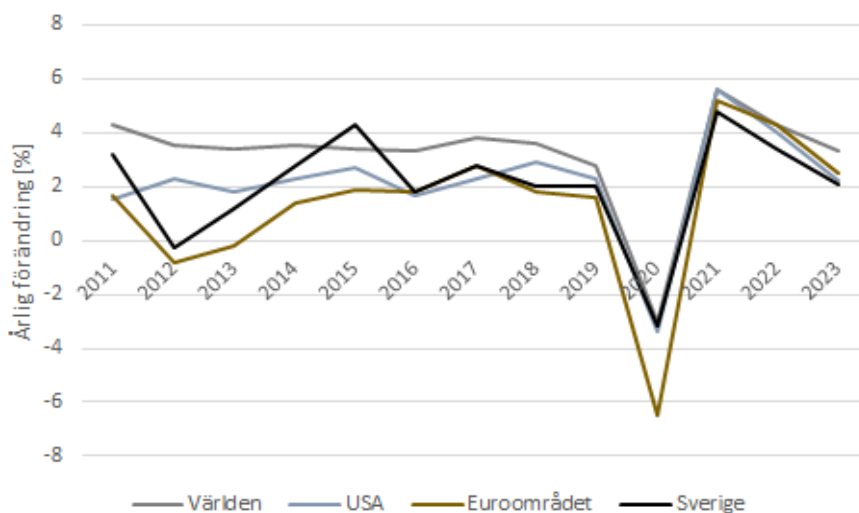
# 1 Internationell utveckling

## 1.1 Den ekonomiska utvecklingen i Sverige och världen<sup>1</sup>.

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

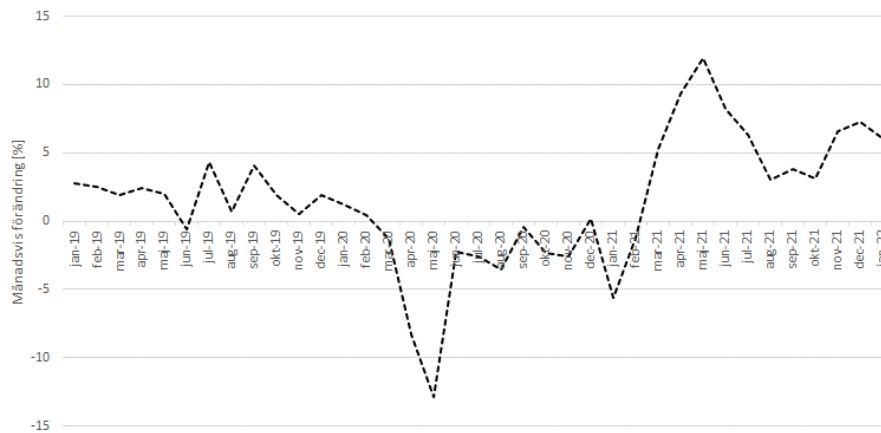


Källa: Konjunkturinstitutet

<sup>1</sup> 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-indikator<sup>2</sup>. Enligt indikatorn sjunk tillväxten något till 6,1 procent i Sverige i januari jämfört med 7,3 procent i december.

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



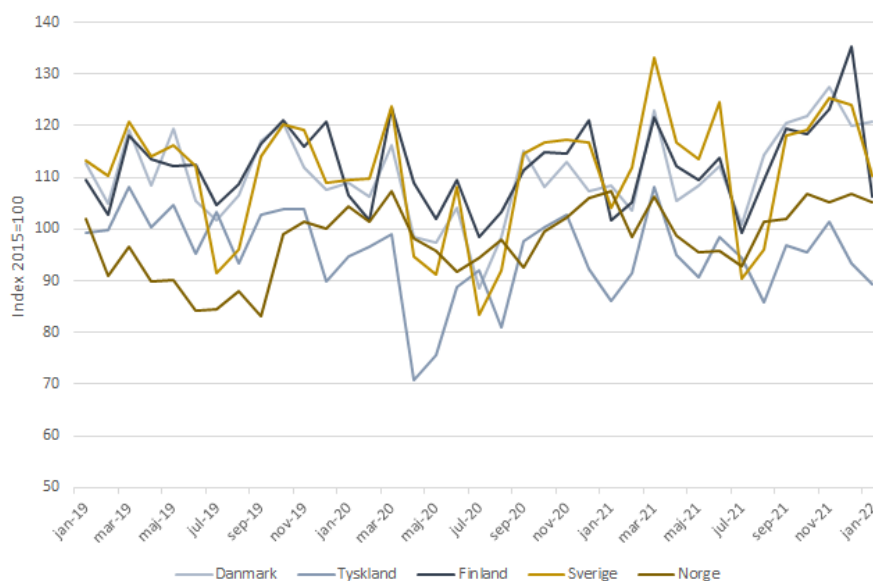
Källa: SCB

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 januari månad så ökade indexet i Danmark medan det sjönk i resterande länder som redovisas.

<sup>2</sup> 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

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. Under januari så minskade tillväxttakten i Sveriges BNP-indikator och industriproduktionsindex sjönk för flera länder. Rysslands invasion av Ukraina skapar osäkerhet framåt och har redan påverkat energimarknaderna och kan komma att få effekter på 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-området<sup>3</sup>. 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. Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) har stigit så

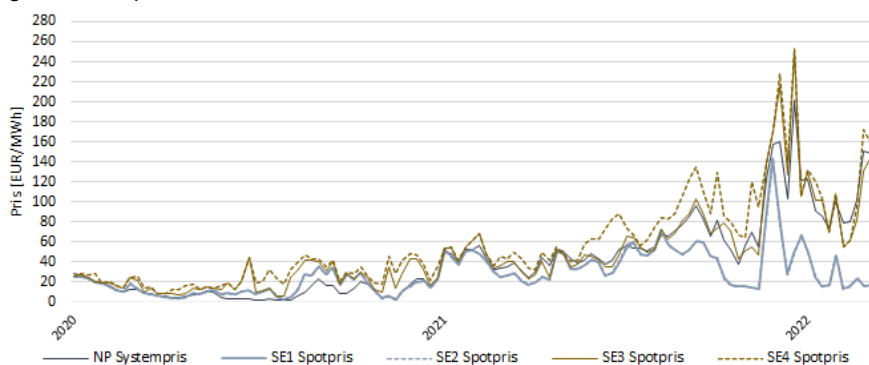
<sup>3</sup> Det kan också vara efterfrågefleksibilitet som är prissättande vissa timmar.

att det motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin.

### 1.2.1 Spotpriser

Sett över perioden vecka 8 till vecka 11 2022 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 10 i SE3 och under vecka 9 i SE4. I elområde 3 uppgick spotpriset till drygt 145 EUR/MWh medan elpriset uppgick till drygt 172 EUR/MWh i elområde 4. Elpriserna i de norra elområdena (SE1 och SE2) var väsentligt lägre och uppgick som högst till nästan 24 EUR/MWh under vecka 8. Systempriset liksom spotpriset i Tyskland var som högst under vecka 9 då det uppgick till 151 respektive nästan 302 EUR/MWh. Under vecka 11 2022 uppgick elpriset till drygt 108 EUR/MWh i SE3 och nästan 135 EUR/MWh i SE4. I de norra elområdena uppgick spotpriset till drygt 17 EUR/MWh, en svag ökning jämfört med föregående två veckor. Systempriset uppgick till 127 EUR/MWh.

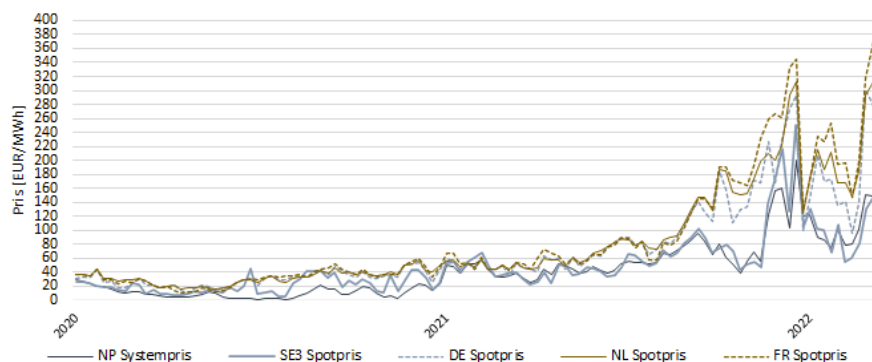
Figur 4 Veckopriser fram till vecka 11 2022, EUR/MWh



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.

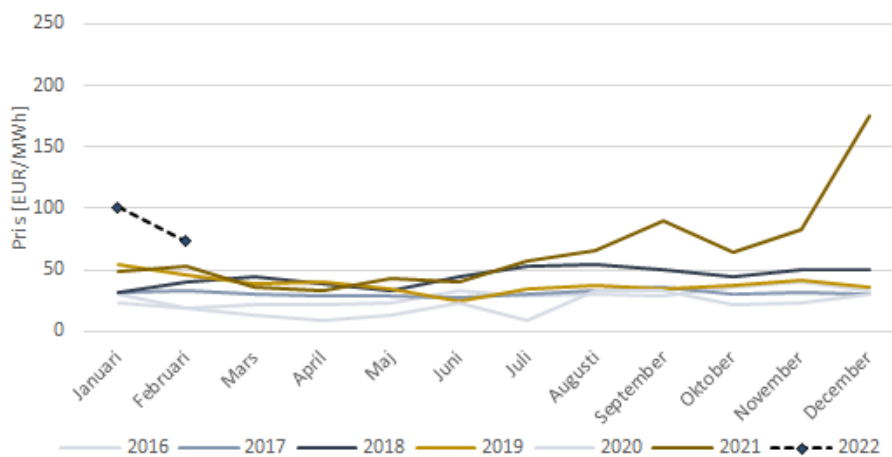
Figur 5 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna samt Frankrike fram till vecka 11 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Utifrån Figur 6 nedan kan det ses att månadsmedelpriset i SE3 har varit högre under februari än under motsvarande period de sex föregående åren. Under februari uppgick det genomsnittliga priset till drygt 73 EUR/MWh.

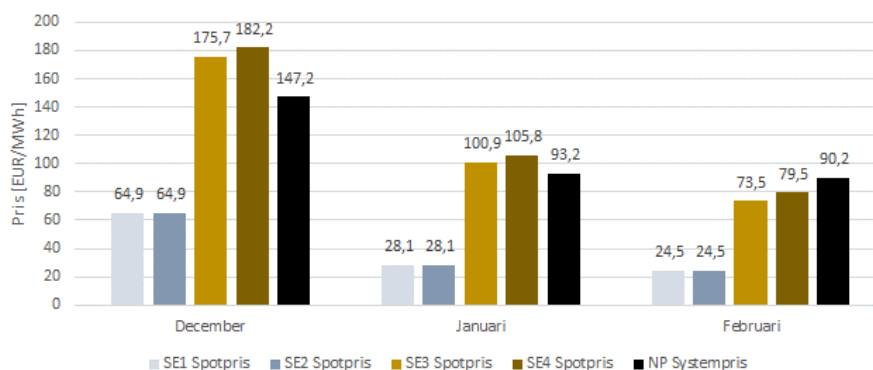
Figur 6 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till februari 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

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

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

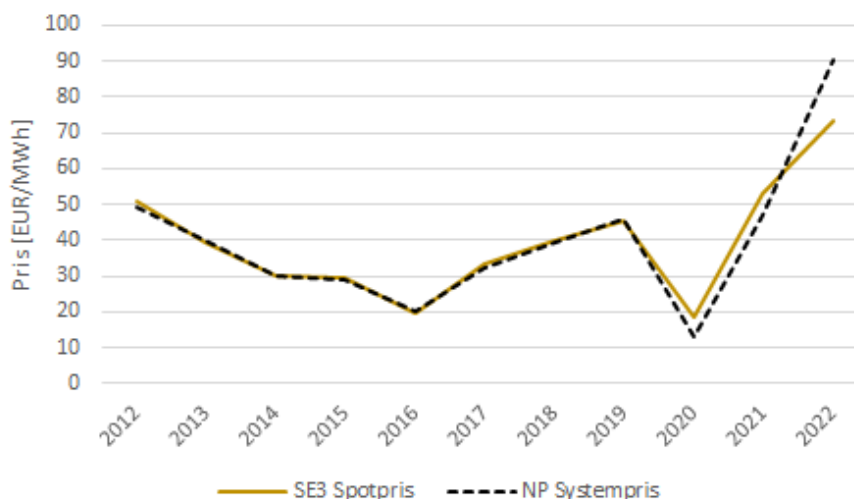


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Sammantaget förklaras prisutvecklingen under februari jämfört med prisnivå under januari månad med lägre efterfrågan i Norden samt en starkt hydrologisk balans vilket kompenserar för fortsatt höga fossilbränslepriser och en lägre vind- och kärnkraftsproduktion. 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 februari i SE3 har i grova drag följt systempriset från 2012 men sedan 2020 har prisskillnaderna accentuerats, speciellt under 2022 då månadsmedelpriset i SE3 understeg systempriset med nästan 17 EUR/MWh.

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



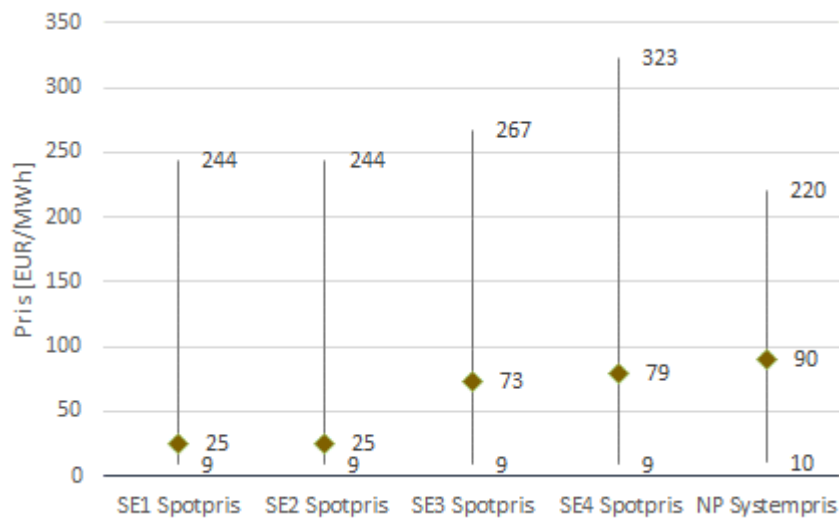
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under februari inträffade den 1:e klockan 8 på morgonen för SE1 och SE2 då det uppgick till 244 EUR/MWh. För SE3

uppgick det högsta timpriset till 267 EUR/MWh och inträffade den 2:e februari klockan 18.00 medan det högsta timpriset uppgick till 323 EUR/MWh i SE4 och inträffade den 28:e februari klockan 7 på morgonen. Det högsta systempriset uppgick till 220 EUR/MWh och inträffade den 3:e klockan 8.00. Detta redovisas i Figur 9 nedan.

De lägsta priserna i februari månad inträffade den 6:e klockan klockan 2 på natten då spotpriset uppgick till nästan 9 EUR/MWh i alla elområden i Sverige. Det lägsta systempriset uppgick till drygt 10 EUR/MWh och inträffade under två timmar den 6 februari klockan 3.00-4.00 på natten.

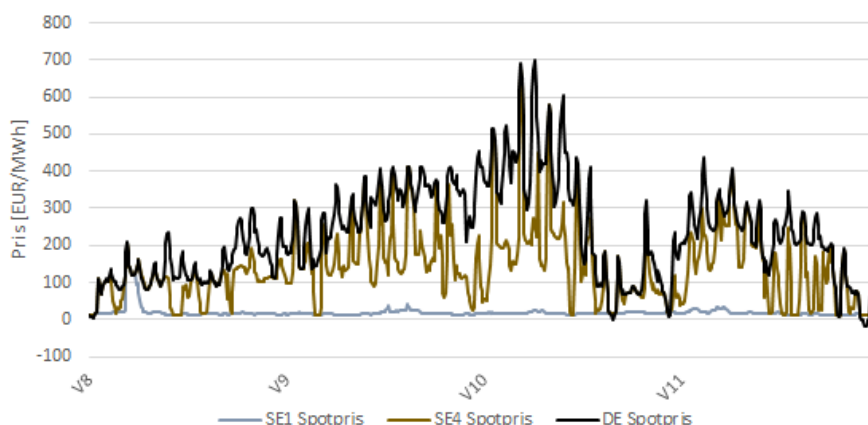
Figur 9 Högsta-, lägsta- och medeltimpris, SE1-SE4 samt systempriset, februari månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 10 nedan redovisas de timvisa priserna i SE1, SE4 samt Tyskland under vecka 8-11 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 8-11 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 utsläppsrättspriserna 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.energi.se/om-energi/energi-marknaderna).

Under vecka 11 minskade oljepriset till 103,9 USD/ton vilket kan jämföras med genomsnittspriset för vecka 10 vilket uppgick till 116,9 USD/ton. Den sista tiden har utvecklingen av råoljepriset drivits av Rysslands invasion av Ukraina. Mer specifikt beror det starkta priset på två faktorer. Del finns det en oro huruvida oljeleveranser från Ryssland av någon anledning kan komma att avbrytas och dels en osäkerhet på vilket sätt de sanktioner som USA och EU har meddelat påverkar möjligheten att köpa olja. Den 16 mars varnade International Energy Agency (IEA) att sanktionerna mot Ryssland p.g.a. dess invasion av Ukraina kan innebära en potentiell instängning av 3 miljoner fat/dag från och med april vilket innebär en stramare oljemarknad. De amerikanska oljelagren minskade med 2,5 miljoner fat under vecka 11 jämfört med föregående vecka. Enligt den amerikanska energimyndigheten (EIA) är lagersituationen 13 procent lägre än femårs genomsnittet för denna tidpunkt vilket stöttar oljepriserna. Frontmånadskontraktet för Brent har efter vecka 11 stigit och uppgick till 120,7 USD/fat den 25 mars.

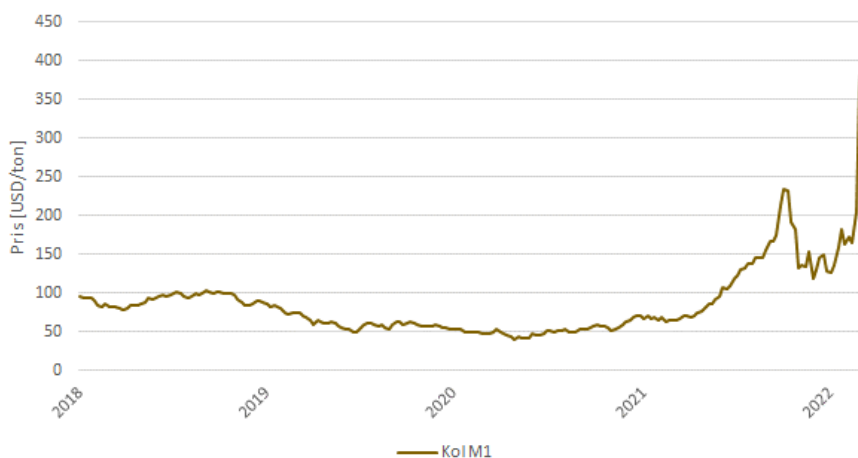
Figur 11 Brent och WTI råolja leverans nästa månad [USD/fat]



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

Kolpriset uppgick till 270,4 USD/ton under vecka 11, en nedgång från 415 USD/ton vecka 10. Priserna på den europeiska kolmarknaden har bl.a. tagit stöd av ett stramt utbud och en stark efterfrågan. Frontmånadskontraktet för kol handlades för 275 USD/ton den 25 mars.

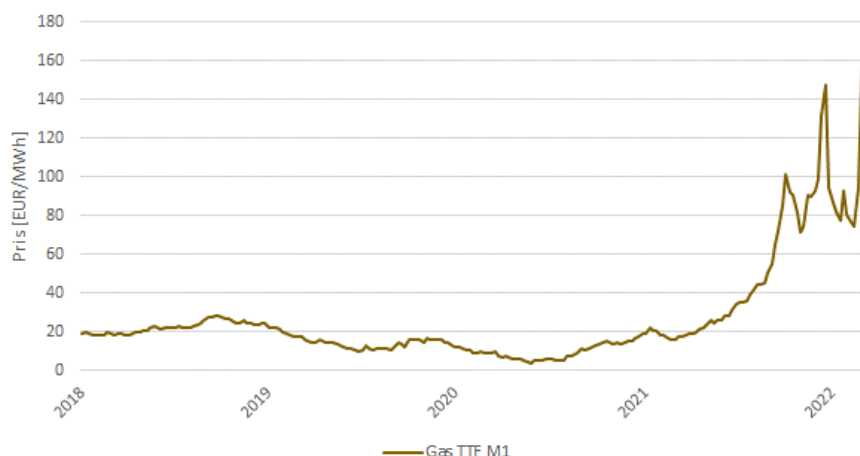
Figur 12 Kolpriser API2 leverans nästa månad [USD/ton]



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Priserna på den nordvästeuropeiska gasmarknaden minskade under vecka 11 och genomsnittspriset uppgick till 108,4 EUR/MWh för TTF M1 (leverans nästa månad) vilket kan jämföras med 168,8 EUR/MWh under vecka 10. Genomsnittspriset den 25 mars för TTF M1 uppgick till 101,3 EUR/MWh. Sedan den ryska invasionen av Ukraina har det funnits farhågor bland marknadsaktörer om störningar av ryska gasleveranser. Än så länge har dock leveranser via Ukraina och andra ledningar fungerat relativt normalt.

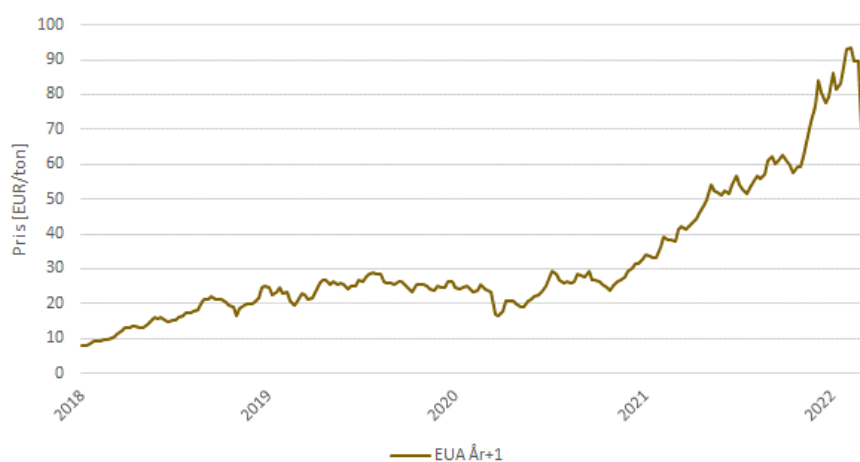
Figur 13 Gaspriser TTF leverans nästa månad [EUR/MWh]



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsriktpriset har minskat jämfört med inledningen av 2022 och det genomsnittliga priset uppgick till 78,2 EUR/ton vecka 11 vilket var en ökning jämfört med vecka 10. Genomsnittspriset den 25 mars för decemberkontraktet uppgick till 78,8 EUR/ton.

Figur 14 EU ETS [EUR/ton]



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

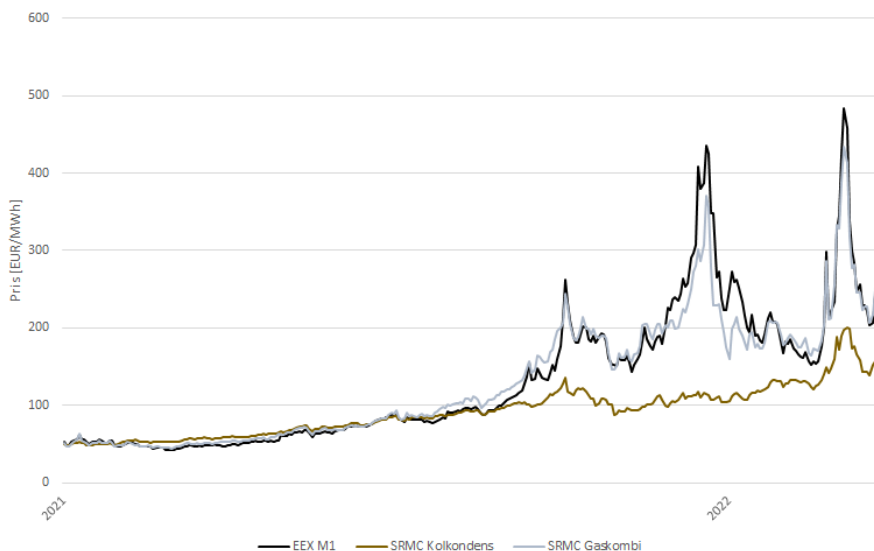
### 1.3.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

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 ökade<sup>4</sup>. 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. Under de första åtta veckorna stärktes den hydrologiska balansen för att därefter försvagas. Det hydrologiska underskottet i Norden uppskattas uppgå till knappt 8 TWh vecka 11.

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

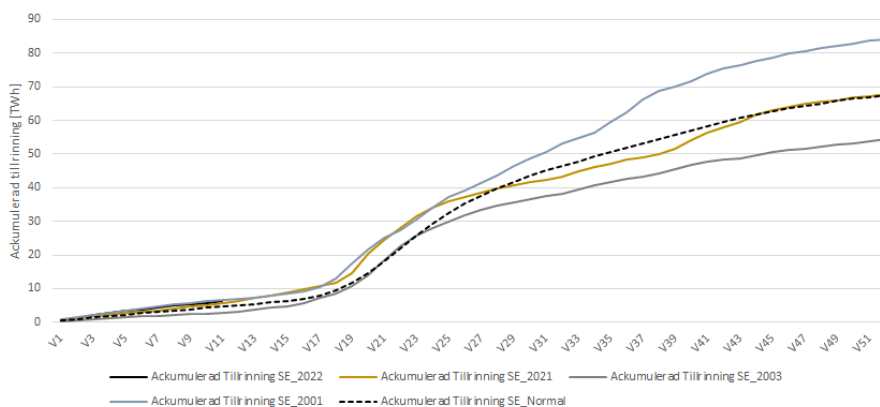
Figur 16 Hydrologisk balans i Norden fram till vecka 11 2022, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 17 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige vecka för vecka för ett normalår, vecka 1–11 år 2022 samt för några historiska år. Det kan ses att den ackumulerade tillrinningen vecka 11 år 2022 ligger en bit över normalen. Relativt sett normalen har den ackumulerade tillrinningen stärkts marginellt de senaste fyra veckorna (V 8–11). För vecka 11 år 2022 uppgick tillrinningen till 0,37 TWh i Sverige vilket är i linje med normaltillrinningen för den perioden.

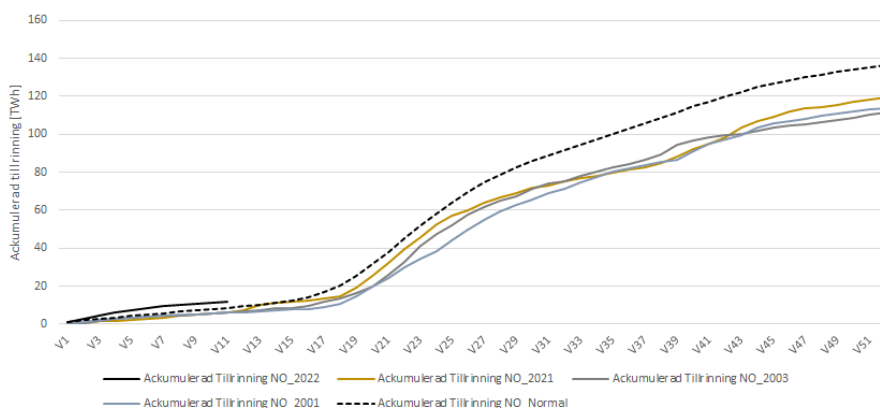
Figur 17 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norge kan det ses att den ackumulerade tillrinningen under år 2022 (vecka 1–11) är väsentligt högre jämfört med normalen och uppgick till 11,8 TWh vilket ska jämföras med normalen som uppgår till 8,5 TWh. Under vecka 7 uppgick tillrinningen till 0,6 TWh vilket är lägre än den normala tillrinningen. Detta redovisas i Figur 18 nedan.

Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Norge, TWh

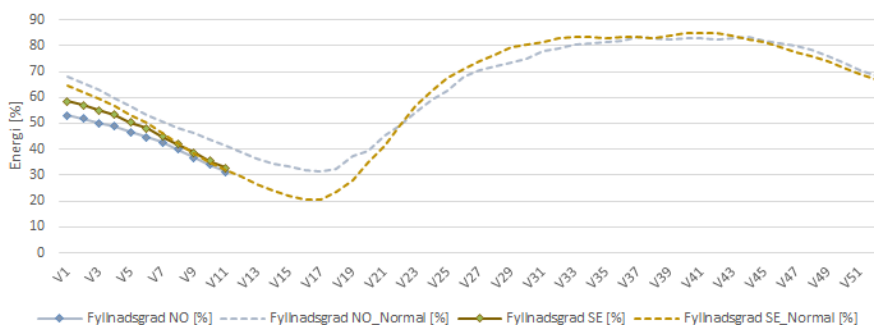


Källa: SKM Market Predictor

Sett för Norden som helhet uppgick den ackumulerade tillrinningen till 19,3 TWh under vecka 1–11 år 2022 medan den normala tillrinningen under samma period ligger på 14,8 TWh. För vecka 11 år 2022 uppgick tillrinningen till 1,1 TWh vilket ligger under normalen för motsvarande period.

Fyllnadsgraden i de svenska magasinerna låg på nästan 33 procent vecka 11 jämfört med normalen som ligger på drygt 32 procent. I Norge var fyllnadsgraden drygt 31 procent vecka 11 vilket kan jämföras mot normalen som ligger på drygt 41 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna nästan 32 procent vilket är ca 7 procentenheter lägre än normalen.

Figur 19 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

Sammantaget har den hydrologiska balansen i Norden försvagats de senaste fyra veckorna (V8–11) samtidigt som fyllnadsgraden för Sverige och Norge relativt normalen har minskat jämfört med vecka 8.

### 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
<b>Totalt</b>	<b>40 822</b>	<b>15 167</b>	<b>17 472</b>	<b>36 820</b>	<b>110 281</b>	<b>96 379</b>	<b>87 970</b>

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

Tillgängligheten för den svenska kärnkraften uppgick till nästan 100 procent vecka 11. Motsvarande siffra för den finska kärnkraften var 100 procent. Därmed uppgick den nordiska tillgängligheten till nästan 100 procent. Jämfört med föregående vecka var tillgängligheten på nordisk basis marginellt högre. Under februari månad har tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till nästan 94 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Tillgängligheten i Finland under februari uppgick till nästan 100 procent. Detta redovisas i Tabell 2 nedan. Under februari månad uppgick den nordiska tillgängligheten till nästan 96 procent vilket primärt drevs av lägre tillgänglighet i Oskarshamn 3. För Oskarshamn 3 berodde detta på en bränsleskada vilket varade mellan den 19 februari till den 27 februari. Detta kan jämföras med den nordiska tillgängligheten under januari vilken uppgick till drygt 97 procent. Det kan också noteras att TVO testkör Olkiluto 3 (1 600 MW). Reaktorn körs maximalt på 400 MW under mars månad och väntas tas i fullständig kommersiell drift den 31 juli.

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

Tabell 2 Status 2022-03-25 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under februari månad

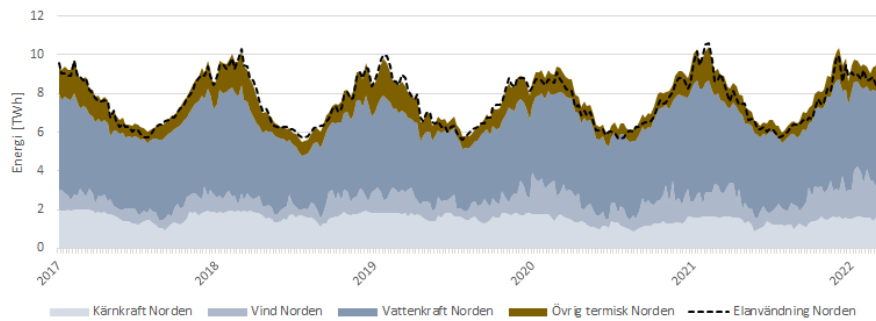
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet [MW]	Installerad kapacitet [MW]	Tillgänglighet Snitt (Feb) 2011-2022	Faktiska/planerade revisioner
<b>Forsmark 1</b>	I drift	100%	990	990	100%	4 sep-8 okt 2022
<b>Forsmark 2</b>	I drift	99%	1 114	1 120	100%	10 jul-30 jul 2022
<b>Forsmark 3</b>	I drift	100%	1 167	1 167	99%	1 maj-28 maj 2022
<b>Oskarshamn 3</b>	Oplanerat fel	70%	985	1 400	91%	19-27 feb/18 apr-11 maj 2022
<b>Ringhals 3</b>	I drift	100%	1 074	1 074	96%	25 maj-1 juli 2022
<b>Ringhals 4</b>	I drift	100%	1 130	1 130	94%	10 Aug-6 sep 2022
<b>Loviisa 1</b>	I drift	100%	507	507	99%	17 sep-9 okt 2022
<b>Loviisa 2</b>	I drift	100%	502	502	100%	7 aug-9 sep 2022
<b>Olkiluoto 1</b>	I drift	100%	878	880	100%	8 maj-10 jun 2022
<b>Olkiluoto 2</b>	I drift	100%	890	890	100%	24 apr-2 maj 2022
Norden	-	<b>96%</b>	<b>9 237</b>	<b>9 660</b>	<b>97%</b>	-
Sverige	-	<b>94%</b>	<b>6 460</b>	<b>6 881</b>	<b>96%</b>	-
Finland	-	<b>100%</b>	<b>2 777</b>	<b>2 779</b>	<b>100%</b>	-

Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 36,7 TWh under veckorna 8–11 (fyra veckor) vilket är något lägre än de 37,4 TWh som producerades de föregående fyra veckorna (V4-7). Detta beror i huvudsak på en lägre produktion från vindkraft. För svensk del uppgick

elproduktionen till 14,6 TWh under veckorna 8–11 vilket kan jämföras med de 15,2 TWh som producerades den föregående fyra veckors perioden (V4–7). Utvecklingen kan främst förklaras av lägre 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 11 (årsbasis) för 2022 samt 2021. Under vecka 11 2022 uppgick elproduktionen till 8,8 TWh på nordisk basis vilket var en nedgång med 0,2 TWh jämfört med vecka 10. Minskningen berodde primärt på en lägre produktion från vattenkraft. Den nordiska elproduktionen uppgick till 414 TWh de senaste 52 veckorna. Detta var en ökning med 1,0 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	V11	V10	Förändring från V10 [%]	V11 2022 52 veckors rullande summa	V11 2021 52 veckors rullande summa	Förändring årsbasis [%]
<b>Sverige</b>	<b>3,5</b>	<b>3,6</b>	<b>-3%</b>	<b>164,1</b>	<b>156,4</b>	<b>4,9%</b>
Vattenkraft	1,2	1,5	-18%	68,5	72,3	-5,2%
Vindkraft	0,8	0,6	25%	31,3	25,0	25,1%
Kärnkraft	1,156	1,2	0%	50,1	46,0	8,9%
Övrig värmekraft	0,4	0,4	-2%	14,3	13,1	8,4%
<b>Norge</b>	<b>3,2</b>	<b>3,3</b>	<b>-1%</b>	<b>152,5</b>	<b>159,4</b>	<b>-4,3%</b>
Vattenkraft	2,9	2,8	1%	138,5	147,2	-5,9%
Vindkraft	0,3	0,4	-14%	12,4	9,9	25,0%
Kärnkraft	-	-	-	-	-	-
Övrig värmekraft	0,0	0,0	0%	1,6	2,2	-29,2%
<b>Danmark</b>	<b>0,7</b>	<b>0,7</b>	<b>-7%</b>	<b>30,5</b>	<b>27,3</b>	<b>11,7%</b>
Vattenkraft	0,0	0,0		0,0	0,0	
Vindkraft	0,3	0,4	-17%	17,6	14,8	19,2%
Kärnkraft	-	-	-	-	-	-
Övrig värmekraft	0,4	0,3	0%	12,8	11,2	14,2%
<b>Finland</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>3%</b>	<b>66,5</b>	<b>66,3</b>	<b>0,2%</b>
Vattenkraft	0,2	0,3	-22%	14,8	15,5	-4,8%
Vindkraft	0,3	0,2	86%	9,3	7,2	29,6%
Kärnkraft	0,5	0,5	10%	22,6	22,2	1,9%
Övrig värmekraft	0,4	0,5	-20%	19,8	21,4	-7,7%
<b>Norden</b>	<b>8,8</b>	<b>9,0</b>	<b>-2%</b>	<b>413,6</b>	<b>409,4</b>	<b>1,0%</b>
Vattenkraft	4,3	4,6	-6%	221,7	235,0	-5,6%
Vindkraft	1,7	1,5	13%	70,6	56,9	24,1%
Kärnkraft	1,7	1,6	3%	72,7	68,2	6,6%
Övrig värmekraft	1,1	1,2	-8%	48,5	48,1	0,8%

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



### 1.3.5 Efterfrågan och last

Elanvändningen i februari minskade jämfört med januari och uppgick till 35,5 TWh i Norden vilket är en minskning med 10,2 procent jämfört med föregående månad. Under vecka 11 uppgick elanvändningen i Norden till 8,0 TWh vilket är en minskning med 4,0 procent jämfört med föregående vecka. Rullande 52 veckors summering med vecka 11 2022 som senaste vecka uppgick till 390,0 TWh för Norden vilket är en minskning med 0,1 procent jämfört med motsvarande summering vecka 11 2021.

Tabell 4 Elefterfrågan under feb, jan, V11 och V10 i Norden samt rullande 52 veckors summering, TWh

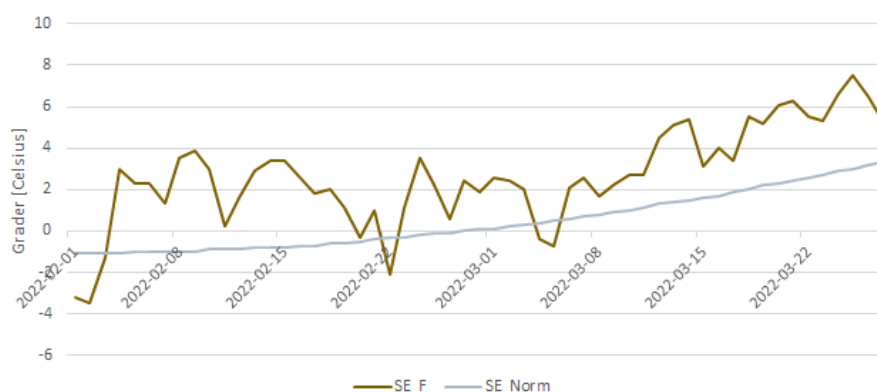
Region	Feb	Jan	Förändring	V11	V10	Förändring	V11 2022 52 veckors rullande summa	V11 2021 52 veckors rullande summa	Förändring
SE	12,8	14,1	-9,7%	2,9	3,0	-3,2%	135,6	135,7	-0,1%
NO	12,5	13,9	-9,5%	2,8	2,9	-4,1%	134,7	136,7	-1,5%
DK	3,1	3,4	-9,0%	0,7	0,7	-2,3%	36,1	35,6	1,3%
FI	7,2	8,3	-12,9%	1,6	1,7	-6,0%	83,6	82,5	1,3%
Norden	35,5	39,6	-10,2%	8,0	8,3	-4,0%	390,0	390,6	-0,1%

Källa: SKM Market Predictor,

I Figur 21 ser man att den faktiska temperaturen (SE\_F) legat högre än normalt (SE\_Norm)<sup>5</sup> under stora delar av februari och mars. Den faktiska genomsnittstemperaturen var lite högre i februari jämfört med januari.

<sup>5</sup> 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

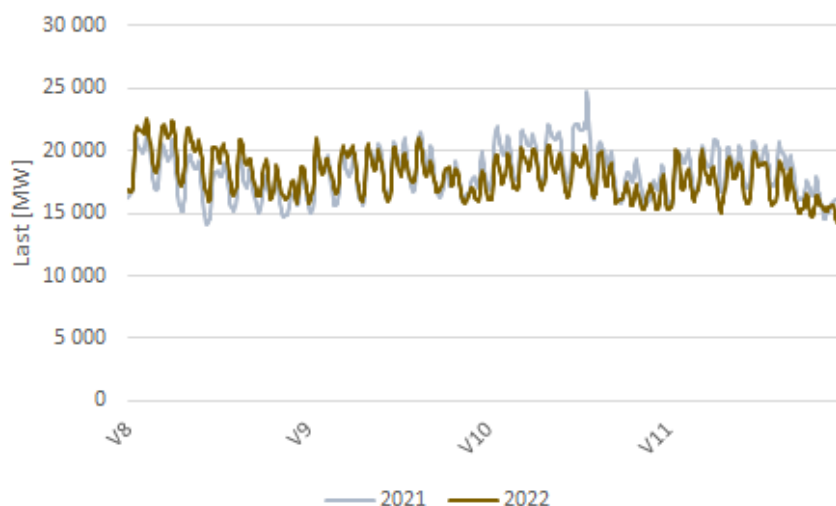


Källa: SKM Market Predictor

---

Lasten per timma i Sverige för veckorna 8,9,10,11 redovisas i Figur 22. Det kan ses att lasten var högre 2021 under veckorna 10 och 11.

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 54 400 MW vecka 11 vilket kan jämföras med den maximala lasten sedan 2001 för motsvarande vecka som uppgick till 64 706 MW.

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

Region	Maxlast per vecka år 2022				Maxlast per vecka sedan 2001			
	V8	V9	V10	V11	V8	V9	V10	V11
SE	22640	21080	20480	20160	26496	26558	26279	25546
NO	21340	20190	19590	18630	22254	24108	22652	22663
DK	5560	5290	5220	5200	6078	5942	5850	5808
FI	12450	11340	11420	10980	14636	14062	13413	13083
<b>Norden</b>	<b>60740</b>	<b>57330</b>	<b>55900</b>	<b>54400</b>	<b>68111</b>	<b>69903</b>	<b>66123</b>	<b>64706</b>

Källa: SKM Market Predictor

Sammantaget var elefterfrågan i Norden 10 procent lägre i februari jämfört med januari. Elanvändningen för 52 veckors rullande summa med start vecka 11 2022 har minskat med 0,1 procent jämfört med mostasvarande period förra året. Elanvändningen vecka 11 i Norden var 4 procent lägre än vecka 10.

### 1.3.6 Överföringsförbindelser och handel

I Tabell 6 och Tabell 7 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för februari 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 (februari 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-västliga 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-västliga 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.<sup>6</sup>. Under slutet av januari till början av mars

<sup>6</sup> [Svenska kraftnät optimerar tillgänglig kapacitet i transmissionsnätet | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se/nyheter/2022/02/svenska-kraftnät-optimerar-tillganglig-kapacitet-i-transmissionsnätet/)

har även tillgängligheten på Konti-Skan 1-2 mellan SE3 och DK1 varit låg vilket beror på ett oplanerat fel.

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

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad	Tillgänglighet feb. 2017-2021
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	99%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	92%	93%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	80%	96%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	95%	100%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	42%	91%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	48%	80%
SE4	DK2	Øresund	1 300	86%	98%
DK2	SE4	Øresund	1 700	65%	84%
SE1	FI	-	1 500	102%	101%
FI	SE1	-	1 100	97%	98%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	100%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	29%	99%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	90%	82%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	92%	79%
SE2	NO4	-	300	66%	76%
NO4	SE2	-	250	59%	62%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	77%	89%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	93%	100%
SE3	NO1	Hasle	2 095	35%	82%
NO1	SE3	Hasle	2 145	68%	71%
SE4	DE	Baltic cable	615	81%	94%
DE	SE4	Baltic cable	600	57%	48%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	93%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	82%
SE4	PL	SwePol-link	600	74%	82%
PL	SE4	SwePol-link	600	76%	53%

Källa: SKM Market Predictor

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

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad	Tillgänglighet jan. 2017-2021
DK1	DE		2 500	68%	57%
DE	DK1		2 500	90%	90%
DK2	DE		985	69%	92%
DE	DK2		1 000	80%	96%
FI	RU		320	100%	100%
RU	FI		1 460	89%	89%
FI	EE		1 016	100%	100%
EE	FI		1 016	100%	100%
NO2	NL		723	82%	52%
NL	NO2		723	86%	56%
NO2	DE		1 400	39%	46%
DE	NO2		1 400	77%	85%
NO4	RU		0	-	-
RU	NO4		56	0%	51%

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 och väntas tas i kommersiell drift under våren. 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.

Några planerade överföringsförbindelser mellan Norden och icke-nordiska länder kan vara värda att nämnas:

**Hansa PowerBridge:** Denna kabel planeras mellan SE4 (Hurva station) och Tyskland (Güstrow) med en planerad driftstart under 2026. Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna.

**Viking Link:** Överföringsförbindelsen som planeras mellan Danmark (DK1) och Storbritannien ägs och utvecklas ländernas respektive stamnätsoperatör, Energinet och National Grid. Projektet som är under konstruktion väntas driftsättas i december 2023. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna.

Nettoexporten från Sverige uppgick till 0,6 TWh under vecka 11, i princip oförändrat jämfört med nettoexporten under vecka 10. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med V11 som senaste vecka uppgick till 28,4 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2020–2021 vilken uppgick till 20,6 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 25,7 TWh respektive 19,3 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste avnämaren för svensk nettoexport.

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

Exportörande region	Importerande region	Vecka 11	Vecka 10	Februari 2022	2022_V11 52 veckors rullande summa	2021_V10 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,2	-0,2	-0,8	-9,4	-10,1
SE3	FI	0,0	0,0	-0,4	-5,1	-7,7
SE3	DK1	0,0	0,0	-0,1	-1,6	-0,4
SE4	DK2	-0,2	-0,2	-0,3	-4,6	-2,6
SE1	NO4	0,1	0,1	0,2	2,0	1,8
SE2	NO4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2
SE2	NO3	0,0	0,0	0,1	0,3	1,0
SE3	NO1	-0,1	-0,1	-0,4	-0,7	6,7
SE4	DE	-0,1	-0,1	-0,2	-2,5	-1,5
SE4	PL	-0,1	-0,1	-0,2	-3,2	-3,9
SE4	LT	-0,1	-0,1	-0,4	-3,7	-4,2
DK1	NL	0,0	-0,1	-0,4	-2,9	-0,2
DK1	DE	-0,1	-0,1	0,3	-2,2	-2,8
DK2	DE	-0,1	-0,1	-0,3	-2,1	0,0
NO2	NL	0,0	-0,1	-0,3	-4,1	-3,8
NO2	DE	-0,1	-0,1	0,0	-3,5	-0,6
NO2	UK	-0,2	-0,2	-0,6	-3,1	0,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,2	0,2	0,7	8,7	3,9
FI	EE	-0,2	-0,2	-0,6	-7,2	-6,2
<b>Nettoexport Sverige</b>		<b>-0,6</b>	<b>-0,6</b>	<b>-2,5</b>	<b>-28,4</b>	<b>-20,6</b>
<b>Nettoexport Norden</b>		<b>-0,8</b>	<b>-0,6</b>	<b>-2,0</b>	<b>-25,7</b>	<b>-19,3</b>

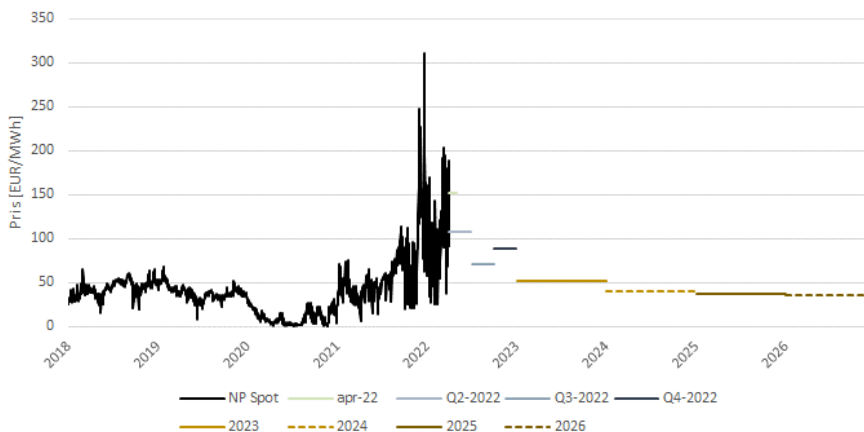
Källa: SKM Market Predictor

## 1.4 Terminalspriser

Terminalspriset i Norden (system) för april 2022 (frontmånad) stängde på 152 EUR/MWh den 28 mars. Motsvarande kontrakt i Tyskland (EEX, settlement) låg på 226 EUR/MWh. Dessa prisnivåer är främst drivna av att fossilbränslepriserna och utsläppsriktpriserna förväntas förbli höga vilket ökar de kortsiktiga marginalkostnaderna i fossila kraftverk. Även om gas- och kolpriserna har retirerat från de extrema topparna som gällde under framför allt vecka 10 så understöds prisnivåerna fortsatt av den oro och osäkerhet som drivs av Rysslands invasion av Ukraina.

Forwardkontraktet för naturgas (TTF) för april (front månad) 2022 handlades exempelvis för drygt 102,6 EUR/MWh måndagen den 28 mars. För nordisk del bedöms den hydrologiska balansen försvagas något och underskottet förväntas ligga på ca 8,5 TWh fram till och med vecka 13. Därmed bidrar inte den förväntade hydrologiska balansen till att dämpa elpriserna i Norden. Prognosen för temperaturen i Nord Pool-området pekar mot väsentligt lägre temperatur än normalt fram till mitten av vecka 14. Detta stödjer de höga 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 nästan 53 EUR/MWh respektive knappt 41 EUR/MWh den 28 mars. Motsvarande kontrakt i Tyskland låg på drygt 170 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 2022-03-29

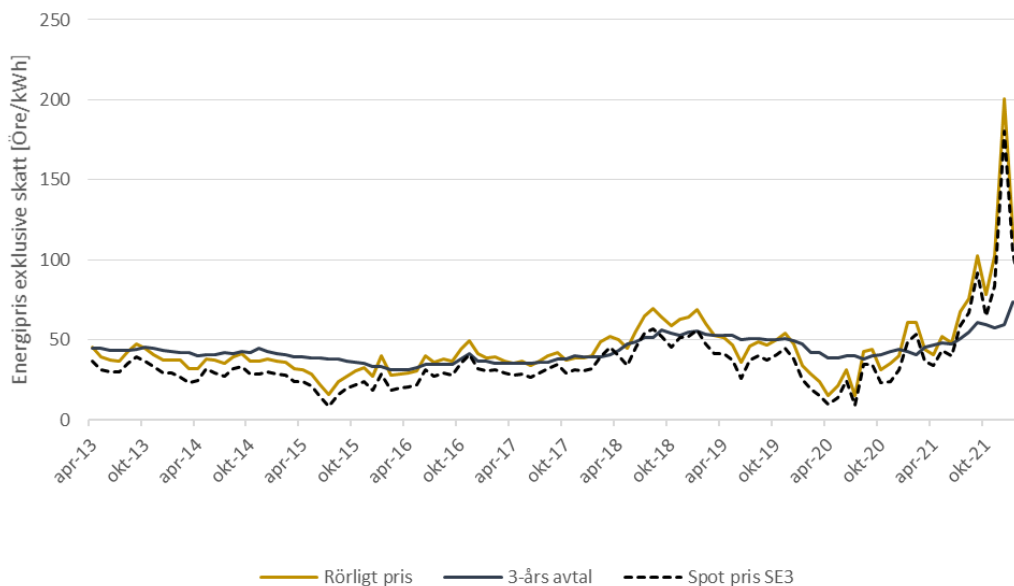
Källa: SKM Market Predictor



## 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 februari och sjönk kraftigt. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal som påverkas av prisförändringar på spotmarknaden 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 varit under hösten/vintern.

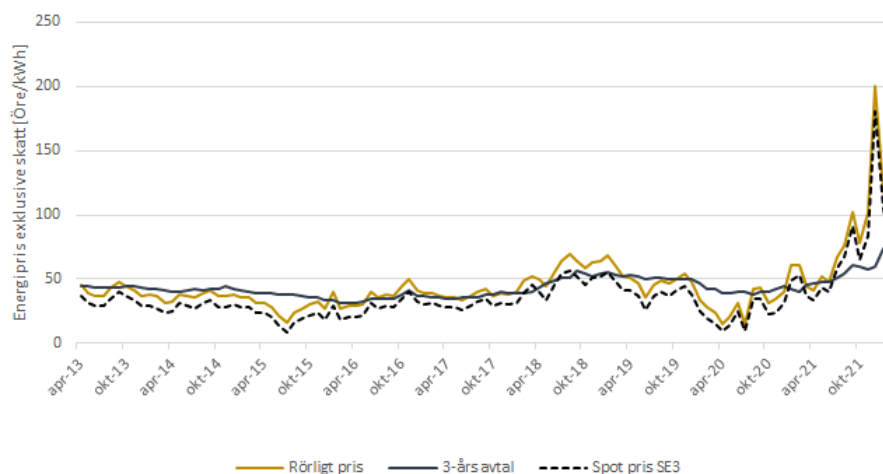
Figur 24 Elhandelspris, rörligt avtal och 3-års fastprisavtal för en villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med februari 2022



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 3 och 4 jämfört med elområde 1 och 2 i norra Sverige.

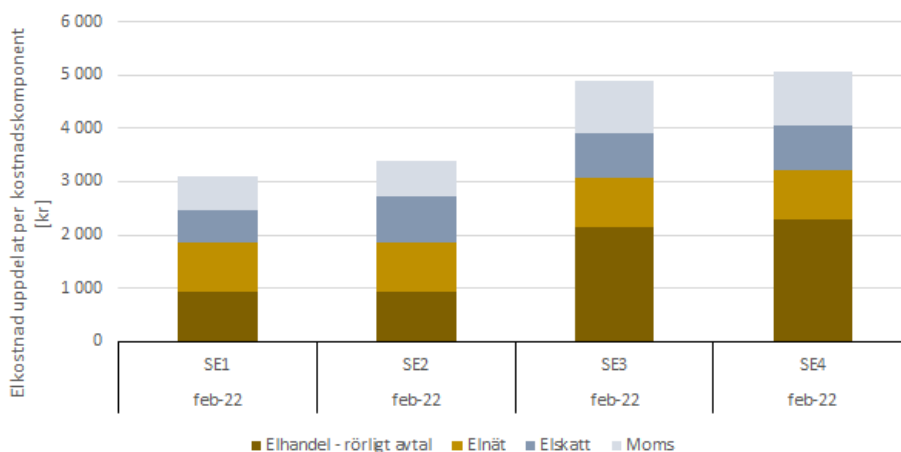
Figur 25 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med februari 2022



Källa: SCB

I Figur 26 redovisas den totala uppskattade kostnaden i februari för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till drygt 3000 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på ca 5 000 kr.

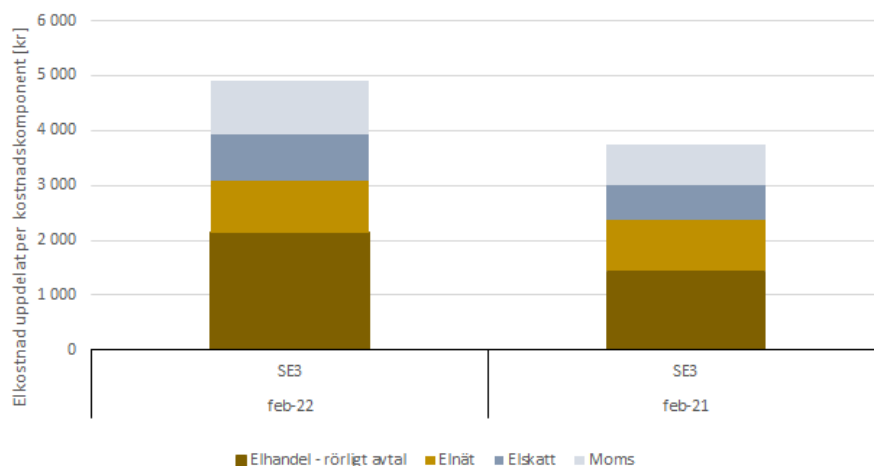
Figur 26 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i februari (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2370 kWh i februari) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 ca 1200 kr mer i februari 2022 jämfört med motsvarande månad 2021.

Figur 27 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i feb 2022 jämfört med feb 2021 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2370 kWh i februari). 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.

Mot bakgrund av de höga elpriser som varit har regeringen beslutat att införa en kompensation till hushåll enligt Tabell 9. Den första kompensationen som beslutades avsåg hushåll i alla elområden för månaderna december, januari och februari och var beroende elförbrukningens storlek. Sedan tillkom också kompensation för mars månad men då bara för hushåll i SE3 och SE4. För en villa med elvärme i SE3 och SE 4 med en årsförbrukning på 20000 kWh per år så blir kompensationen sannolikt den maximala varje månad och summerar då till 7000 kr totalt (2000 i december, 2000 i januari, 2000 i februari samt 1000 i mars) medan en villa i SE1 och SE2 inte får någon kompensation i mars.

Tabell 9 Elpriskompensation för hushållskunder i Sverige

Stödsystem dec-feb		Stödsystem mars (enbart SE3 och SE4)	
<i>Förbrukning per månad (kWh)</i>	<i>Kompensation per månad (kr)</i>	<i>Förbrukning per månad (kWh)</i>	<i>Kompensation (kr)</i>
<b>700 – 899</b>	100	<b>400 – 699</b>	100
<b>900 – 999</b>	200	<b>700 – 999</b>	200
<b>1000 – 1099</b>	300	<b>1000 – 1199</b>	300
<b>1100 – 1199</b>	400	<b>1200 – 1399</b>	400
<b>1200 – 1299</b>	500	<b>1400 – 1599</b>	500
<b>1300 – 1399</b>	700	<b>1600 – 1699</b>	600
<b>1400 – 1499</b>	900	<b>1700 – 1799</b>	700
<b>1500 – 1599</b>	1100	<b>1800 – 1899</b>	800
<b>1600 – 1699</b>	1300	<b>1900 – 1999</b>	900
<b>1700 – 1799</b>	1500	<b>2000 och över</b>	1000
<b>1800 – 1899</b>	1700		
<b>1900 – 1999</b>	1900		
<b>Över 2000</b>	2000		

Källa: [Frågor och svar elpriskompensation - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/press/2018/08/fragos-och-svar-elpriskompensation/)