

Nuläget på elmarknaden

December 2022

Publicerad 2023-01-10

Nuläget på elmarknaden

Varje månad sammanfattar Energimyndigheten läget på elmarknaden och beskriver de fundamentala faktorer som bestämmer utvecklingen av elpriset.

www.energimyndigheten.se

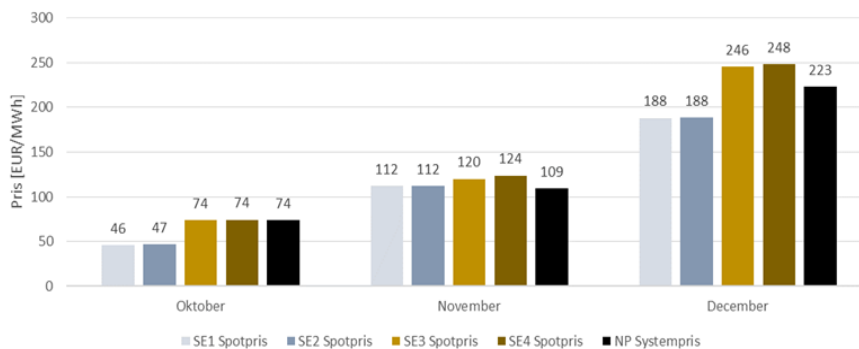
Innehåll

Sammanfattning	5
1 Elpriser	9
1.1 Spotpriser	9
1.2 Prispåverkande faktorer	13
1.3 Terminspriser	32
2 Slutkundspriser	33

Sammanfattning

Det genomsnittliga priset för SE3 var 246 EUR/MWh under december, en ökning med 126 EUR/MWh jämfört med november och i elområde 4 ökade priset med närmare 124 EUR/MWh till 248 EUR/MWh. I norra Sverige blev priset för december 188 EUR/MWh vilket är det högsta månadspriset som noterats. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige var stora under december med till exempel 60 EUR/MWh skillnad mellan SE1 och SE4. Systempriset för december var 223 EUR/MWh vilket är 114 EUR/MWh högre än under november. De höga elpriserna under första halvan av december kan förklaras av att isläggning skett på älvarna, vissa problem med isbildning på vindkraftverken tillsammans med låg vind och att Oskarshamns reaktor 3 var avställd under nio dagar vilket begränsade produktionskapaciteten ytterligare. Samtidigt var temperaturen lägre i december än föregående månad vilket ökar elbehovet för uppvärmning. Efter den höga starten så sjönk elpriserna för att i slutet av månaden till och med vara negativa under vissa timmar.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i oktober–december 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Något lägre pris på naturgas och något högre för kol och utsläppsrätter:** Månadsmedelpriset för december på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden är 115 EUR/MWh (-4 EUR/MWh från november). För kol blev priset 222 USD/ton (+4 EUR/ton) och för utsläppsrätter 87 EUR/ton (+11 EUR/ton). Särskilt höga priser på naturgas och utsläppsrättspriser utgör en viktig drivkraft till högre elpriser i både Tyskland och Norden. Dessa påverkar den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Till följd av att naturgaspriset var något lägre under december har också kostnaden att producera el i gaseldade kraftverk minskat trots att priset på utsläppsrätter är högre. Kostnaden att producera el i kolkraftverk steg till följd av att både

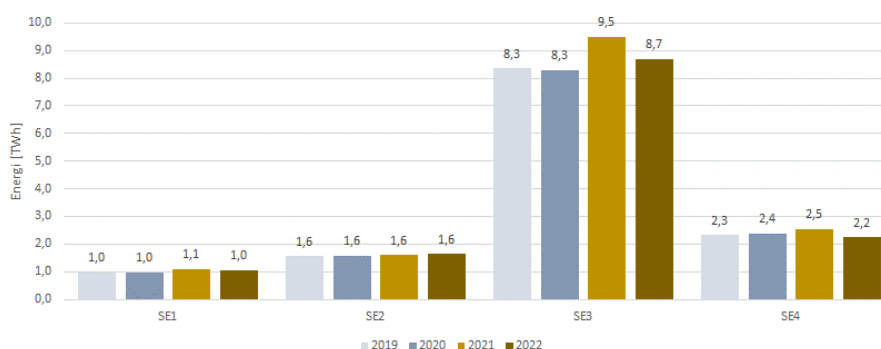
priset på kol och utsläppsrätter var högre. Hur elpriset påverkas beror också på hur många timmar respektive kraftverkstyp är marginalprissättande. I och med att uppvärmningsperioden pågår så är också elbehovet högre. Då blir i regel också naturgas prissättande fler timmar än under sommaren.

- **Hydrologi:** Den hydrologiska balansen i Norden försämrades något under början av december för att sedan förbättras och vara -12 TWh i slutet av december, 3 TWh lägre än i slutet på november. Magasinfyllnaden i både Sverige och Norge är 5 procentenheter lägre än det normala för årstiden.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,1 TWh under december vilket var 3,6 TWh högre än föregående månad. Vindkraften ökade med 0,8 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,0 TWh vilket var 1,3 TWh högre än föregående månad.
- **Elefterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) ökade i december jämfört med föregående månad och uppgick till 41,4 TWh. Elanvändningen ökade i samtliga elområden i Sverige. Lägre temperatur i december ökade behovet av el till uppvärmning. Under julhelgen gick elefterfrågan ned då många industrier och företag stänger ned.
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (december 2022) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur nästa år med negativ tillväxt.

Elanvändningen i december från den preliminära¹ elanvändningsstatistiken visar på en tydlig minskning i SE3 och SE4 jämfört med motsvarande månad föregående år. Elanvändningen steg med 3 procent i SE2 medan den sjönk med 4 procent i SE1, 9 procent i SE3 och 12 procent i SE4. För hela Sverige var det en minskning med knappt 8 procent.

¹ Det finns flera olika källor till elanvändning per månad. Den preliminära statistik som redovisas här kommer från Nord Pool som hämtar den från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät tar i sin tur fram statistik [Elstatistik | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#) som har högre kvalitet, men den kommer först i slutet av månaden. Båda dessa källor redovisar statistik uppdelat på elområde. Senare tar SCB på uppdrag av Energimyndigheten fram officiell statistik [Månatlig elstatistik och byten av elleverantör \(scb.se\)](#) för riket uppdelat på olika sektorer. Det är en nivåskillnad mellan dessa källor men de korrelerar oftast väl med varandra men ibland kan förändringen mellan vissa månader skilja relativt mycket. **Det innebär att de jämförelser som redovisas här i den preliminära statistiken ska ses som en indikator och kan komma att förändras när statistik med bättre kvalitet kommer.**

Figur 2 Elanvändning i Sverige, december, TWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool, dygnsstatistik

Det är rimligt att tro att de mycket höga elpriserna är den klart viktigaste orsaken till den minskade elanvändningen. Men det är inte oproblemiskt att göra den här typen av jämförelser mellan år och dra slutsatsen att förändringen enbart beror på priset. Det finns flera faktorer som försvårar jämförelsen, tex utomhustemperaturen, nu var dock december i år ungefär lika kall som förra året även om det kan skilja en del mellan olika platser i Sverige. Antal elbilar ökar relativt mycket vilket innebär en ökad elanvändning. Installation av solceller på villatak tolkas som en minskad elanvändning i denna statistik på grund av den egenanvändning som sker från dessa hushåll inte kommer med (även om denna faktor är betydligt lägre på vintern än på sommaren). Hade installationen av solceller inte gjorts hade hushållet behövt köpa den elen i stället. Det sker strukturomvandlingar inom industrin. Exempelvis tillkommer det nya industrier såsom Northvolt som ökar elanvändningen. Utöver detta har det varit en stor medial uppmärksamhet kring elpriserna som gjort många medvetna om situationen på elmarknaden och gjort förändringar av sin elanvändning.

Terminspriset i Norden (system) för februari 2023 (frontmånad) stängde på 182 EUR/MWh den 2 januari. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på nästan 84 EUR/MWh respektive 65 EUR/MWh.

Det elprisstöd som tidigare föreslagits av Svenska kraftnät kommer att börja betalas ut för privatpersoner. Utbetalningen hanteras av Försäkringskassan och planeras påbörjas under februari.² För typkunden villa med elvärme med en användning på 20 000 kWh på ett år blir det en utbetalning på 10 000 kr i SE3 och 15 800 kr i SE4. Den del av stödet som rör näringsidkare och juridiska personer har fått göra ett omtag och

² [Utbetalning av elstöd - Försäkringskassan \(forsakringskassan.se\)](https://forsakringskassan.se)

Svenska Kraftnät lämnade den 4 januari ett nytt förslag³ till Energimarknadsinspektionen.⁴

Europeiska rådet har enats om krisåtgärder för att sänka energipriserna, bland annat genom ett frivilligt minskningsmål på 10 procent av bruttoförbrukningen av el, ett minskningsmål på 5 procent av elförbrukningen under höglasstimmarna samt vinsttak för inframarginell elproduktion.⁵ Ett förslag på att införa vinsttak genom en tillfällig skatt på överintäkter mellan 1 mars-30 juni 2023 har varit på remiss med senaste svarsdatum 8 januari.⁶ Svenska Kraftnät arbetar med 5 procentmålet och har fastställt vilka timmar⁷ det handlar om för perioden 1 december 2022 till 31 mars 2023 samt påbörjat upphandling⁸ av förbrukningsminskning. Timmarna som gäller är vardagar klockan 08.00-10.59 och 16.00-18.59.

Under pågående vintern bedöms effektbalansen i södra Sverige vara osäker på grund av begränsad möjlighet till utbyte från direkt anslutna grannländer. Risken för elavbrott är enligt Svenska kraftnäts bedömning fortsatt reell.⁹ Risken förstärks vid oförutsedda avbrott i elproduktion och överföringskapacitet. Vid sådana händelser kan effektreserven (562 MW Karlshamnsverket¹⁰) behöva aktiveras för att undvika kapacitetsknapphet.¹¹

³ [Elstöd till övriga elanvändare | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

⁴ [Stöd till elanvändare | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

⁵ [Rådet enas om krisåtgärder för att sänka energipriserna - Consilium \(europa.eu\)](#)

⁶ [Remiss av promemorian Tillfällig skatt på vissa elproducenters överintäkter - Regeringen.se](#)

⁷ [Timmarna där förbrukningen är högst i vinter | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

⁸ [Upphandling av förbrukningsminskning under höglasstimmarna | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

⁹ [Elförsörjningen och omvärldsläget | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹⁰ [Effektreserv | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

¹¹ Effektreserven är tillgänglig från den 16 november till och med den 15 mars g för situationer där efterfrågan på el inte kan tillmötesgåas med inhemsk elproduktion eller import.

1 Elpriser

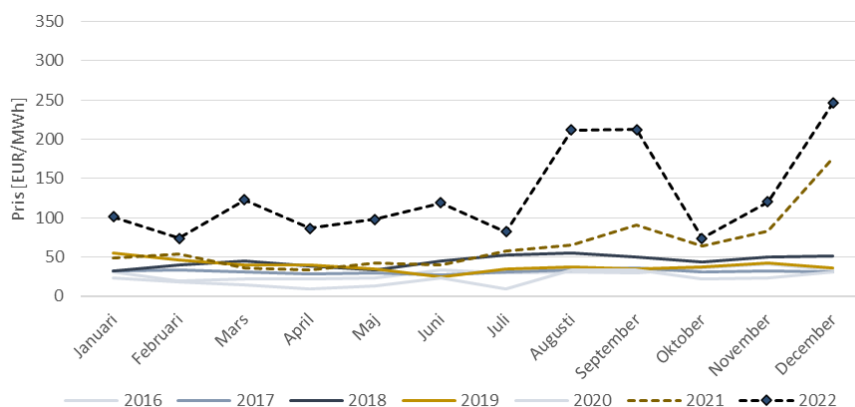
Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996 vilket innebar att konkurrens infördes i handel och produktion av el. Nätverksamheten utgörs dock av ett reglerat monopol. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på Nord Pools spotmarknad. Förutom 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-området¹². 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, dels ett systempris som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns. Nyinvesteringar sker då elpriset (kortsiktig marginalkostnad) motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden (inklusive kapitalkostnader) för den billigaste teknologin.

1.1 Spotpriser

Under december är det genomsnittliga priset 246 EUR/MWh i SE3 vilket är mer än dubbelt så högt som under november då priset var 120 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset i SE3 är det högsta under 2022 och motsvarande månad fem åren dessförinnan. Motsvarande pris i SE4 var 248 EUR/MWh och där har det genomsnittliga månadspriset endast varit högre under augusti 2022. Månadsmedelpriset i SE 1 och 2 var 188 EUR/MWh vilket är det högsta någonsin. Månaden inleddes med höga elpriser vilket berodde på en kombination av att det var kallt, lägre produktion från vindkraft då det fanns problem med isbildning och låga vindar och att produktionen med vattenkraft i norra Sverige varit reducerad genom att isläggning skett. Under december hade även Oskarshamn 3 en avställning på nio dagar som ytterligare minskade kapaciteten. Under andra halvan av december sjönk spotpriserna för att vara som lägst under årets sista vecka.

¹² Det kan också vara efterfrågeflexibilitet som är prissättande vissa timmar.

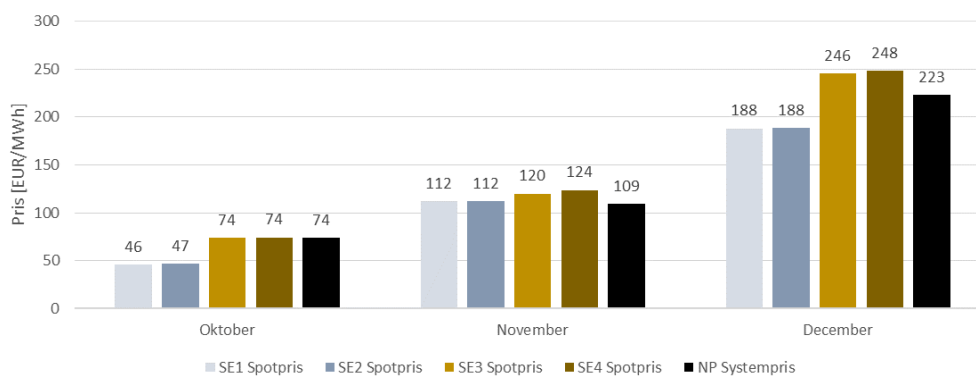
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till december 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna har ökat i samtliga elområden under december. Jämfört med november så är priserna 68 procent högre under december i norra Sverige och 105 respektive 101 procent högre i SE3 och SE4. Prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige var stora under december med till exempel 60 EUR/MWh skillnad mellan SE1 och SE4. Systempriset för december var 223 EUR/MWh vilket är 104 procent högre än under november.

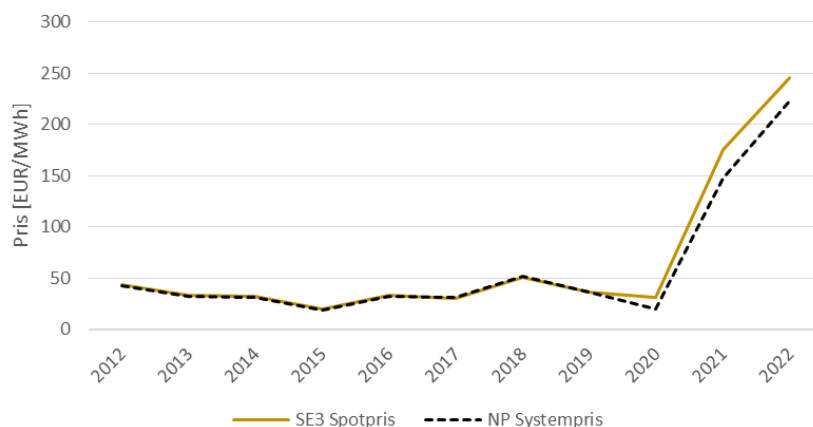
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i oktober–december 2022, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för december i SE3 har följt systempriset under perioden 2012 till 2022. I december 2022 är månadsmedelpriset i SE3 23 EUR/MWh högre än systempriset.

Figur 5 Månadsmedelpris spot för december för SE3 och systempriset, EUR/MWh

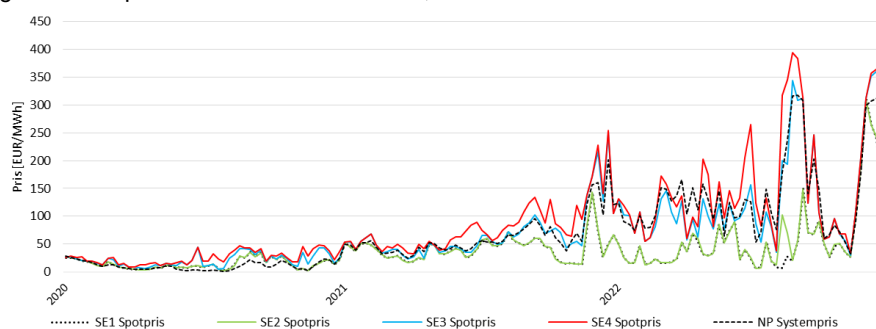


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Under veckorna 49–52 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 49 för elområde 1 och 2. Då var spotpriset 364 EUR/MWh i de norra områdena samtidigt som priserna nådde 352 respektive 357 EUR/MWh i SE3 och 4.

I SE3 och 4 steg spotpriset ytterligare under vecka 50 till 361 respektive 364 EUR/MWh och blev de högsta veckopriserna i södra delarna av Sverige under veckorna 48–52. Det blev också det högsta veckopriset för SE3 under 2022 medan högsta pris i SE4 var 393 EUR/MWh vilket var under vecka 34.

Figur 6 Veckopriser fram till vecka 52 2022, EUR/MWh

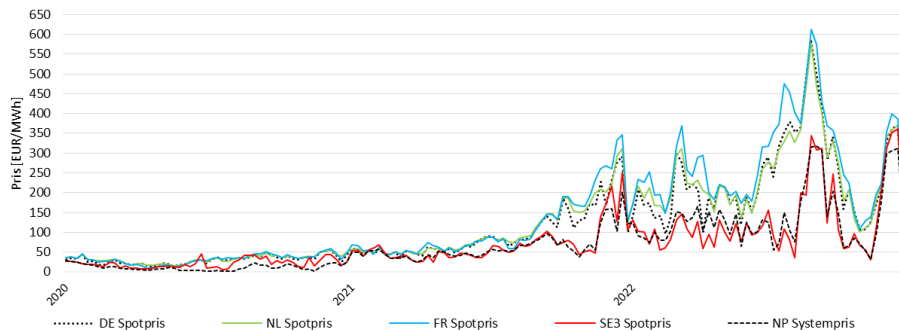


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 49–52 i Frankrike noteras vecka 49 då det uppgick till 399 EUR/MWh. Tyskland och Nederländerna hade det högsta veckopriset under vecka 50 då det var 370 EUR/MWh i båda länderna.

Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men även under större delen av 2022.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 52 2022, EUR/MWh

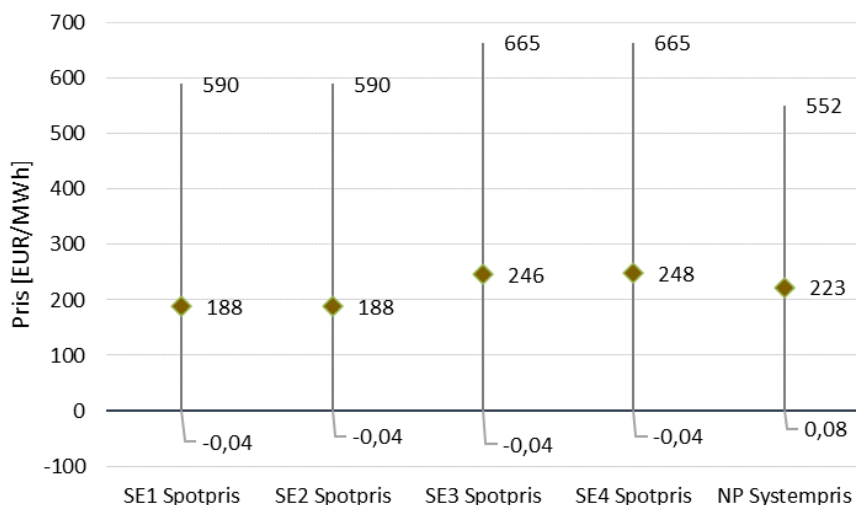


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under december för elområden 3 och 4 uppgick till 665 EUR/MWh. Det inträffade den 13 december mellan kl. 17-18. För elområde 1 och 2 blev högsta timpriset 590 EUR/MWh den 14 december mellan kl. 17-18 och då var priset samma i hela Sverige under det dygnets alla timmar. Under dessa timmar var elanvändningen hög samtidigt som Oskarshamns reaktor 3 var ur drift för reparation och isläggning begränsade kapaciteten för vattenkraft och delvis för vindkraft. Systempriset var som högst 552 EUR/MWh samtidigt som högsta priset inträffade i SE1 och 2.

Det lägsta priset i samtliga elområden var -0,04 EUR/MWh och inträffade under natten den 31 december kl. 03-04. Under den natten var elpriset under 1 EUR/MWh under åtta timmar i samtliga elområden. Liknande elpriser inträffade även den 30 december med några timmar med elpriser under 1 EUR/MWh. Priser redovisas i Figur 8 nedan.

Figur 8 Högsta-, lägsta- och medeltimpris, SE1–SE4 samt systempriset, december, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Sammantaget förklarar det högre månadspriset på el under december i jämfört med prisnivån under november med att vi nu är i uppvärmningssäsong med lägre temperaturer och ökat elbehov. Under första halvan av december begränsades produktionskapaciteten av isläggning på älvarna, viss isbildning på vindkraftverken och en nio dagars avställning av Oskarshamn 3 samtidigt som Ringhals 4 är avställd in i februari. December vände sedan till att bli både blåsigare, mildare och mer nederbördsrik samtidigt som begränsningarna till följd av isläggningar upphörde. Under julhelgen går också efterfrågan ned då många industrier och företag stänger ned. Priset på naturgas var något lägre under december men fortsatt på en hög nivå. I och med att uppvärmningsperioden börjar så ökar elbehovet. Då blir i regel också naturgas prissättande fler timmar än under sommaren. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

1.2 Prispåverkande faktorer

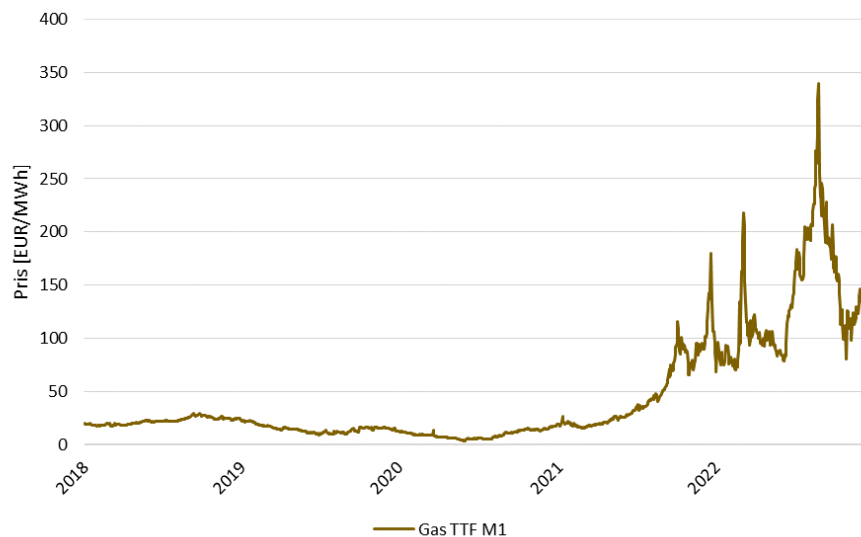
1.2.1 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas 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).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden har sjunkit något till 115 EUR/MWh under december från att varit 119 EUR/MWh under november för TTF M1 (leverans nästa månad). December inleddes med höga dagspriser för motsvarande kontrakt och

handlades som högst för 149 EUR/MWh den 7 december. Priserna under början av december var betydligt högre än det genomsnittliga för månaden så dagspriserna sjunker kraftigt under månaden för att nå lägsta priset 72 EUR/MWh den 30 december. Uppvärmningssäsongen pågår och man har nu ett nettouttag från gaslagren i EU-länder men det är framför allt mildare temperaturer och stort utbud på LNG till Europa som påverkat priserna. Den 19 december nådde EU:s energiministrar en politisk överenskommelse om den marknadsjusteringsmekanism (gaspristak) som EU-kommissionen presenterade den 18 oktober. Enligt rådets beslut i måndags aktiveras marknadsjusteringsmekanismen automatiskt vid vissa prisrörelser, tex om TTF M+1 priset överstiger EUR180 per MWh i tre arbetsdagar. Mekanismen kommer att gälla från och med den 15 februari 2023. Den kan upphävas om problem uppstår med till exempel EU:s försörjningshet. Förslaget är tillfälligt och gäller i ett år.

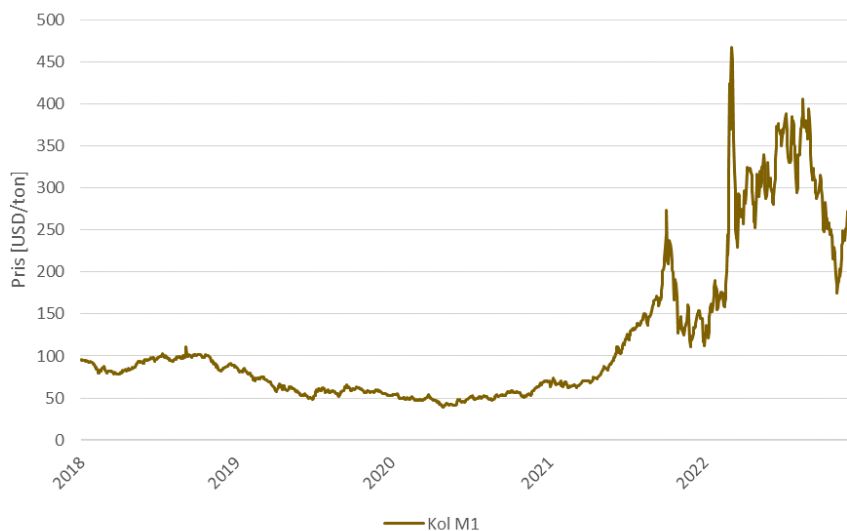
Figur 9 Gaspriser TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 222 USD/ton under december vilket är 4 USD/ton högre än föregående månad. Den 2 december var dagspris 272 USD/ton vilket blev månadens högsta notering. Därefter sjönk priset för att den 30 december nå månadens lägsta dagspris på 188 USD/ton. Priserna på kol följer i stort naturgaspriserna men har sjunkit tillbaka de senaste veckorna till följd av välfyllda lager.

Figur 10 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 87 EUR/ton under december och 11 EUR/ton högre än under november. December inleddes med 85 EUR/ton för att den 12 november ha det högsta priset 90 EUR/ton. Därefter sjönk priset för att nå det lägsta priset 82 EUR/ton den 30 december. Den 18 december nåddes en överenskommelse som bland annat innebär att utsläpp som omfattas av EU ETS ska minska med 62 procent till 2030 och att EU från och med 2026 kommer införa en så kallad Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM), en sorts klimattull.

Figur 11 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

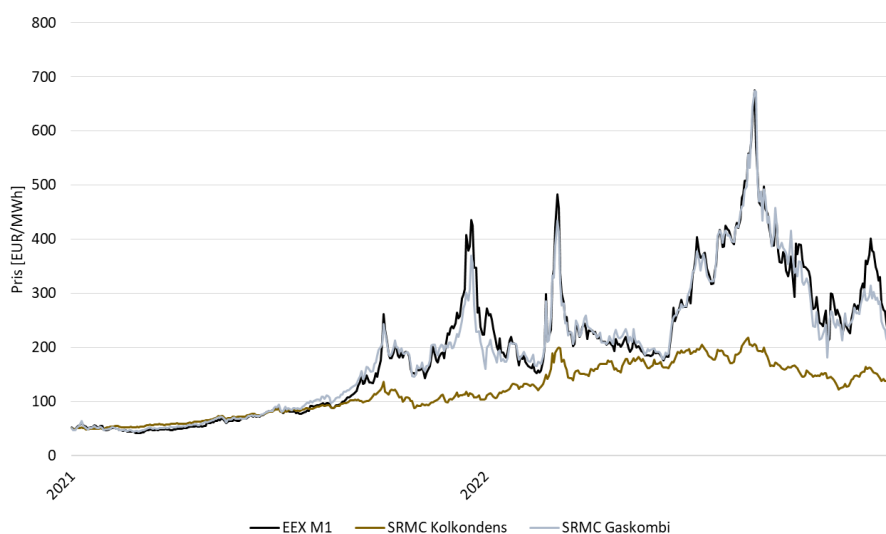
Sammantaget inleds december med stigande priser på naturgas, kol och utsläppsrätter men som sedan vänder för att nå det lägsta priset den sista december. I jämförelse med november har de genomsnittliga månadspriserna på naturgas sjunkit medan priset på utsläppsrätter och kol är högre under december.

1.2.2 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 12 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset på el 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 under 2022 i både Tyskland och Norden.

För december sjönk den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi och steg för kolkondens och i jämförelse med november. För gaskombi är kostnaden 250 EUR/MWh under december vilket är en minskning med 4 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens steg kostnaden med 8 EUR/MWh till 146 EUR/MWh för december. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna för kol och naturgas.

Figur 12 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



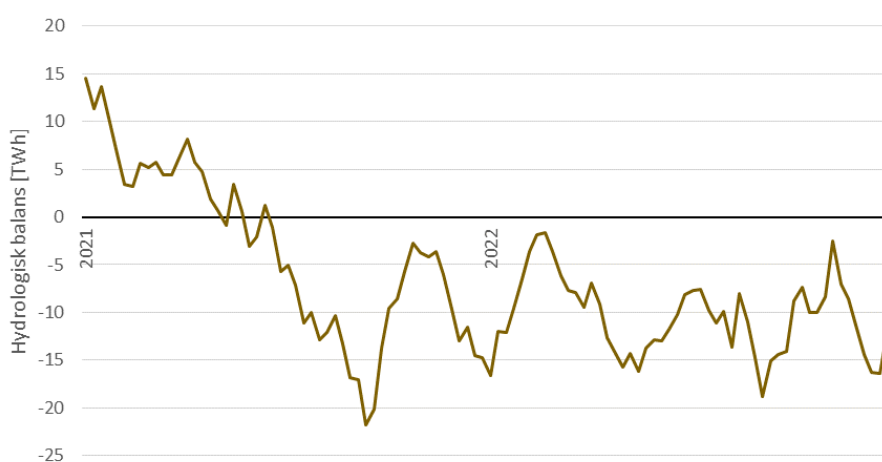
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

Not: Energimyndigheten har antagit en effektivitet (HHV) på 42 procent för kolkondens samt 53 procent 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.

1.2.3 Hydrologi

Den hydrologiska balansen¹³ i Norden uppskattas uppgå till minus 12 TWh vecka 52, se Figur 13. Den försämrades under början av december och var som mest minus 16 TWh men återhämtade sig i slutet av månaden. Den hydrologiska balansen är något lägre än den var i slutet av november då den var minus 9 TWh.

Figur 13 Hydrologisk balans i Norden fram till vecka 47 2022, TWh

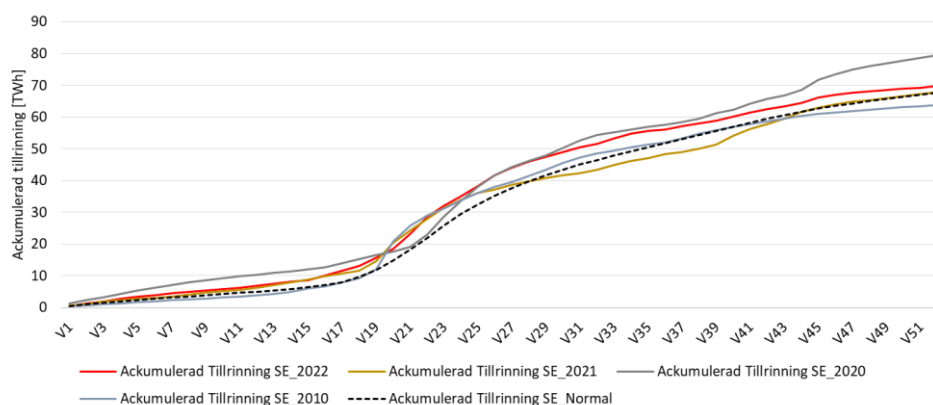


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 14 nedan redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–52 år 2022 samt för några historiska år. Det kan ses att den ackumulerade tillrinningen vecka 52 i år är något över normalen. För vecka 49–52 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,4 TWh/vecka i Sverige vilket är något lägre än normal tillrinning som är 0,6 TWh för den perioden.

¹³ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

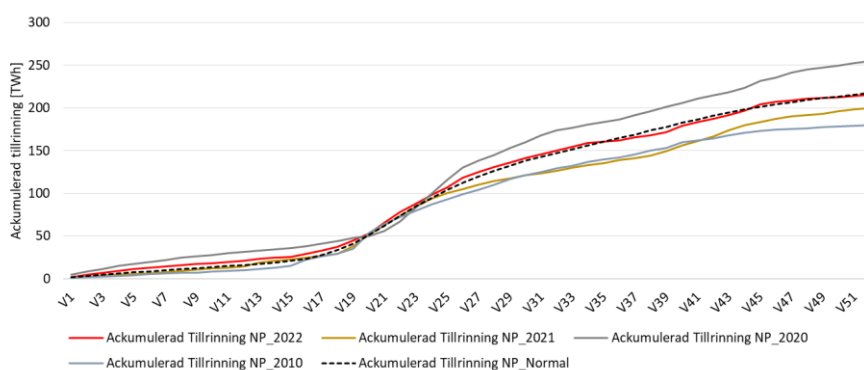
Figur 14 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet kan det ses att den ackumulerade tillrinningen under år 2022 (vecka 1–52) ligger strax under normalen och uppgick till 215 TWh. Under vecka 49–52 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,2 TWh vilket är lägre än den normala tillrinningen som är 2,1 TWh för perioden. Detta redovisas i Figur 15 nedan.

Figur 15 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh

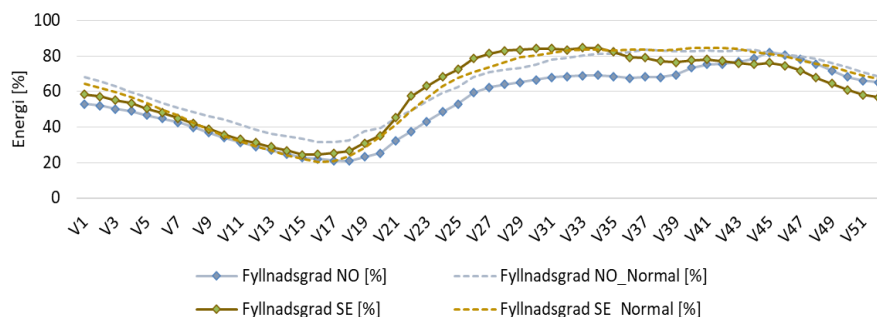


Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 57 procent vecka 52 vilket är under normalen¹⁴ som är 67 procent. I Norge var fyllnadsgraden 65 procent samma vecka vilket kan jämföras mot normalen som ligger på 69 procent. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 63 procent vilket är 5 procentenheter lägre än normalen.

¹⁴ Normalsårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

Figur 16 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

1.2.4 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 är vattenkraft det helt dominerande kraftslaget medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft och 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 flera nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2020, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2020 ökade den installerade effekten med drygt 6 000 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. 2020 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 22 900 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 2020 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2020, 2010 samt 1996, MW

	Sverige 2020	Danmark 2020	Finland 2020	Norge 2020	Norden 2020	Norden 2010	Norden 1996
Vattenkraft	16 406	7	3 164	33 732	53 309	49 057	47 164
Vind	9 976	6 259	2 586	4 030	22 851	6 587	930
Sol	1 107	1 304	318	160	2 889	14	8
Kärnkraft	7 777	0	2 794	0	10 571	11 867	12 365
Värmekraft	8 406	7 918	8 439	1 069	25 832	28 819	27 503
Övriga	0	0	0	35	35	35	0
Totalt	43 672	15 489	17 301	39 026	115 488	96 379	87 970

Källa: Energimyndighetens bearbetning av data från Eurostat

Under december har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 77 procent vilket är betydligt lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Ringhals 4 förväntas vara ur produktion till slutet av februari. Oskarshamn 3 var ur drift 9–17 december. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var i princip 100 procent. Detta redovisas i Tabell 2 nedan. Olkiluoto 3 är inte medräknad i tillgängligheten och starten för den nya reaktorn i Finland förväntas tidigast gå i kommersiell drift i början av mars.

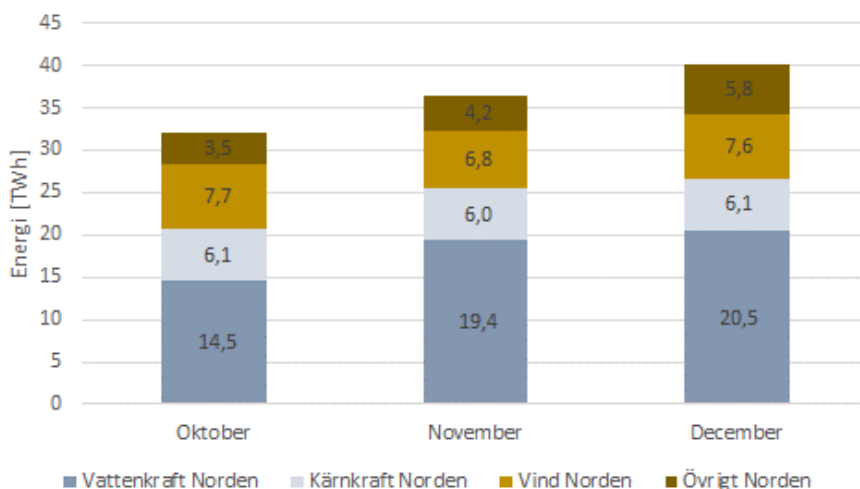
Tabell 2 Status 2023-01-09 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under december

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet [MW]	Installerad kapacitet [MW]	Tillgänglighet Snitt (dec) 2011–2022	Faktiska/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	96%	4 sep-9 okt 2022
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	93%	10 jul-30 jul 2022
Forsmark 3	I drift	100%	1 166	1 167	100%	1 maj-26 maj 2022
Oskarshamn 3	I drift	71%	992	1 400	89%	9 dec-17 dec 2022
Ringhals 3	I drift	95%	1 025	1 074	97%	25 maj-1 juli 2022
Ringhals 4	Förlängd Revision	0%	0	1 130	85%	10 Aug-23 feb 2023
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	99%	17 sep-9 okt 2022
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	100%	7 aug-9 sep 2022
Olkiluoto 1	I drift	100%	889	890	99%	8 maj-10 jun 2022
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	96%	24 apr-6 maj 2022
Norden	-	83,6%	8 083	9 670	94,7%	-
Sverige	-	76,9%	5 294	6 881	93,2%	-
Finland	-	100,0%	2 788	2 789	98,3%	-

Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

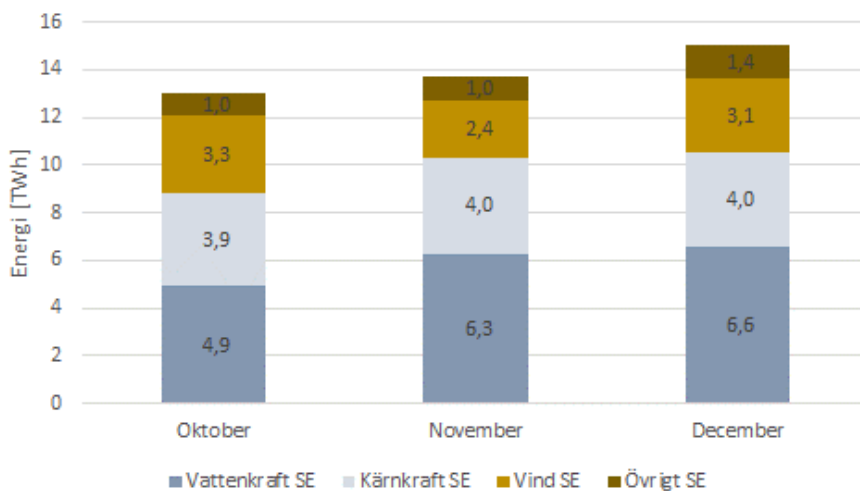
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,1 TWh under december vilket var 3,6 TWh högre än föregående månad. Vindkraften ökade med 0,8 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,0 TWh vilket var 1,3 TWh högre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 17 och Figur 18 nedan.

Figur 17 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 18 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



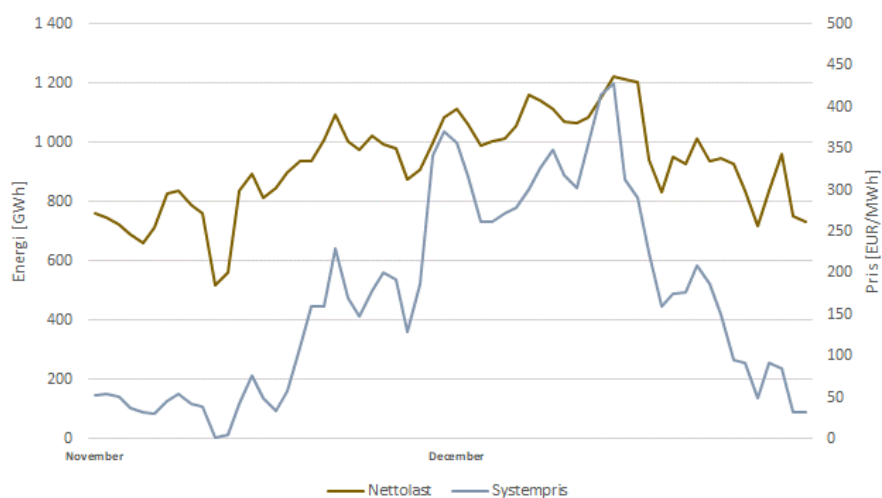
Källa: SKM Market Predictor

I Figur 19 nedan redovisas nettolasten i Norden samt systempriset per dag under de två senaste månaderna. Med nettolast avses lasten (efterfrågan) minus produktion från vind- och solkraft. Nettolasten motsvarar sålunda den efterfrågan som det övriga kraftsystemet måste hantera. Nettolasten möts primärt med reglerbar kraftproduktion som vattenkraft eller termiska anläggningar. I nedanstående figur har en förenkling gjorts och nettolasten beräknas som efterfrågan minus produktion från vind. På nordisk basis fanns en relativt stark korrelation¹⁵ mellan nettolasten och

¹⁵ Korrelationen mellan nettolast och systempris var 0,89.

systempriset under de redovisade månaderna. Vid en mycket låg vindproduktion, allt annat lika, regleras dyrare produktion upp för att kunna täcka nettoefterfrågan. Vid en mycket hög vindproduktion, där övriga prispåverkande faktorer är oförändrade, regleras dyrare produktion ner om dessa kraftverk inte kan täcka sina rörliga kostnader. En låg nettoefterfrågan kan drivas av olika kombinationer av efterfrågan och vindproduktion. Exempelvis innebär en låg efterfrågan, allt annat lika, en lägre nettoefterfrågan. En högre vindproduktion med en konstant efterfrågan innebär också en lägre nettoefterfrågan. Analogt innebär exempelvis en lägre vindproduktion, allt annat lika, att nettoefterfrågan ökar jämfört med ett fall då vindproduktionen är högre.

Figur 19 Nettolast i Norden och systempris per dag under nov-dec 2022

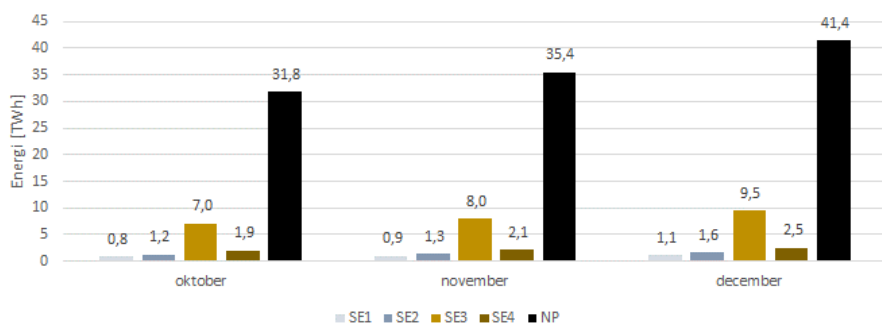


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

1.2.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) ökade i december jämfört med föregående månad och uppgick till 41,4 TWh. Elanvändningen ökade i samtliga elområden i Sverige. Lägre temperatur i december ökade behovet av el till uppvärmning jämfört med november.

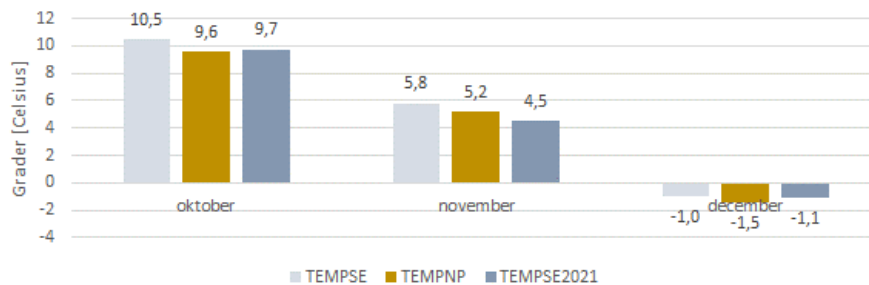
Figur 20 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 21 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i december, jämfört med föregående månad, var lägre i Sverige (TEMPSE) och hela Nord Pool-området (TEMPNP). För Sverige uppgick genomsnittstemperaturen till -1,0 i december jämfört med 5,8 i november. Under uppvärmningssäsongen innebär lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el men under sommaren kan ökade temperaturer innebära ökad efterfrågan på kyla och därmed el. December i år var lite varmare än samma månad förra året då temperaturen var -1,1.

Figur 21 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

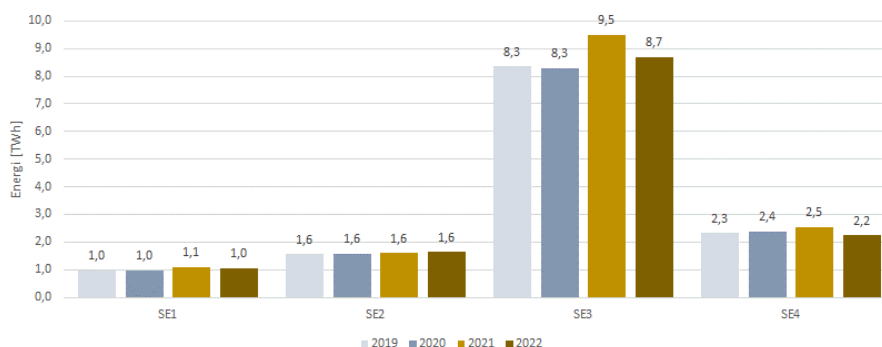


Källa: SKM Market Predictor

Elanvändningen i december från den preliminära¹⁶ elanvändningsstatistiken visar på en tydlig minskning i SE3 och SE4 i jämfört med motsvarande månad föregående år. Elanvändningen steg med 3 procent i SE2 medan den sjönk med 4 procent i SE1, 9 procent i SE3 och 12 procent i SE4. För hela Sverige var det en minskning med knappt 8 procent.

¹⁶ Det finns flera olika källor till elanvändning per månad. Den preliminära statistik som redovisas här kommer från Nord Pool som hämtar den från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät tar i sin tur fram statistik [Elstatistik | Svenska kraftnät \(svk.se\)](http://svk.se) som har högre kvalitet, men den kommer först i slutet av månaden. Båda dessa källor redovisar statistik uppdelat på elområde. Senare tar SCB på uppdrag av Energimyndigheten fram officiell statistik [Månatlig elstatistik och byten av elleverantör \(scb.se\)](http://scb.se) för riket uppdelat på olika sektorer. Det är en nivåskillnad mellan dessa källor men de korrelerar oftast väl med varandra men ibland kan förändringen mellan vissa månader skilja relativt mycket. **Det innebär att de jämförelser som redovisas här i den preliminära statistiken ska ses som en indikator och kan komma att förändras när statistik med bättre kvalitet kommer.**

Figur 22 Elanvändning i Sverige, december, TWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool, dygnsstatistik

Det är rimligt att tro att de mycket höga elpriserna är den klart viktigaste faktorn till den minskade elanvändningen. Men det är inte oproblematiskt att göra den här typen av jämförelser mellan år och dra slutsatsen att förändringen enbart beror på priset. Det finns flera faktorer som försvårar jämförelsen, tex utomhustemperaturen, nu var dock december i år ungefär lika kall som förra året även om det kan skilja en del mellan olika platser i Sverige. Antal elbilar ökar relativt mycket vilket innebär en ökad elanvändning. Installation av solceller på villatak tolkas som en minskad elanvändning i denna statistik på grund av den egenanvändning som sker från dessa hushåll inte kommer med (även om denna faktor är betydligt lägre på vintern än på sommaren). Hade installationen av solceller inte gjorts hade hushållet behövt köpa den elen i stället. Det sker strukturomvandlingar inom industrin. Exempelvis tillkommer det nya industrier såsom Northvolt som ökar elanvändningen. Utöver detta har det varit en stor medial uppmärksamhet kring elpriserna som gjort många medvetna om situationen på elmarknaden.

1.2.6 Överföringsförbindelser och handel

I

Tabell 3 och Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för november 2022 inom och mellan Sverige och dess handelsländer samt mellan de övriga nordiska länderna samt dess icke-nordiska handelsländer. ¹⁷

¹⁷ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätsprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 3 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, december 2022

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet för månaden 2017–2021
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	98%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	6 814	93%	89%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	4 900	79%	80%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	100%	97%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	100%	60%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	100%	73%
SE4	DK2	Øresund	1 300	100%	87%
DK2	SE4	Øresund	1 700	100%	75%
SE1	FI	-	1 555	104%	102%
FI	SE1	-	1 045	95%	97%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	100%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	150	13%	85%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	100%	78%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	636	91%	83%
SE2	NO4	-	250	83%	70%
NO4	SE2	-	150	60%	54%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	100%	72%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	80%
SE3	NO1	Hasle	1 674	80%	66%
NO1	SE3	Hasle	1 240	58%	72%
SE4	DE	Baltic cable	565	92%	89%
DE	SE4	Baltic cable	383	64%	54%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	86%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	81%
SE4	PL	SwePol-link	600	100%	93%
PL	SE4	SwePol-link	580	97%	69%

Källa: SKM Market Predictor

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, december 2022

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet för månaden 2017–2021
DK1	DE	2 210	88%	54%
DE	DK1	2 270	91%	89%
DK2	DE	300	30%	61%
DE	DK2	399	40%	78%
FI	EE	801	79%	93%
EE	FI	801	79%	92%
NO2	NL	640	89%	89%
NL	NO2	640	89%	100%
NO2	DE	960	69%	39%
DE	NO2	715	51%	61%
NO2	UK	1 209	86%	51%
UK	NO2	1 136	81%	51%

Källa: SKM Market Predictor

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:** Sedan 21 oktober 2022 är den i kommersiell drift. 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) hade en planerad driftstart under 2026. Denna

tidplan har dock förlängts till 2028/2029. Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna.

Viking Link: Överföringsförbindelsen som planeras mellan Danmark (DK1) och Storbritannien ägs och utvecklas av 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 1,4 TWh under december, vilket var lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 52 som senaste vecka uppgick till 33 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2020–2021 vilken uppgick till 25 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 30 TWh respektive 20 TWh nettoexport. Finland utgör den viktigaste mottagaren för svensk nettoexport.

Tabell 5 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

Exportörande region	Importerande region	Dec 2022	Nov 2022	2022_V47 52 veckors rullande summa	2021_V47 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,8	-0,9	-9,8	-9,2
SE3	FI	-0,3	-0,8	-5,2	-5,5
SE3	DK1	0,1	-0,2	-2,0	-1,1
SE4	DK2	-0,1	-0,2	-5,5	-3,6
SE1	NO4	0,3	0,3	3,0	1,8
SE2	NO4	0,1	0,1	0,7	0,1
SE2	NO3	0,0	0,3	1,5	-0,1
SE3	NO1	0,0	0,2	-3,7	0,9
SE4	DE	-0,1	-0,3	-3,1	-1,9
SE4	PL	-0,2	-0,4	-3,8	-3,2
SE4	LT	-0,4	-0,4	-5,0	-3,3
DK1	NL	-0,1	-0,1	-1,5	-2,2
DK1	DE	-0,1	-0,5	-3,7	-2,2
DK2	DE	0,0	-0,3	-1,3	-1,5
NO2	NL	0,0	-0,4	-1,5	-3,2
NO2	DE	-0,1	-0,6	-3,9	-3,3
NO2	UK	-0,4	-0,5	-3,0	-1,5
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	3,5	8,6
FI	EE	-0,5	-0,4	-6,8	-6,6
Nettoexport Sverige		-1,4	-2,3	-33,0	-25,2
Nettoexport Norden		-1,8	-3,9	-30,2	-20,3

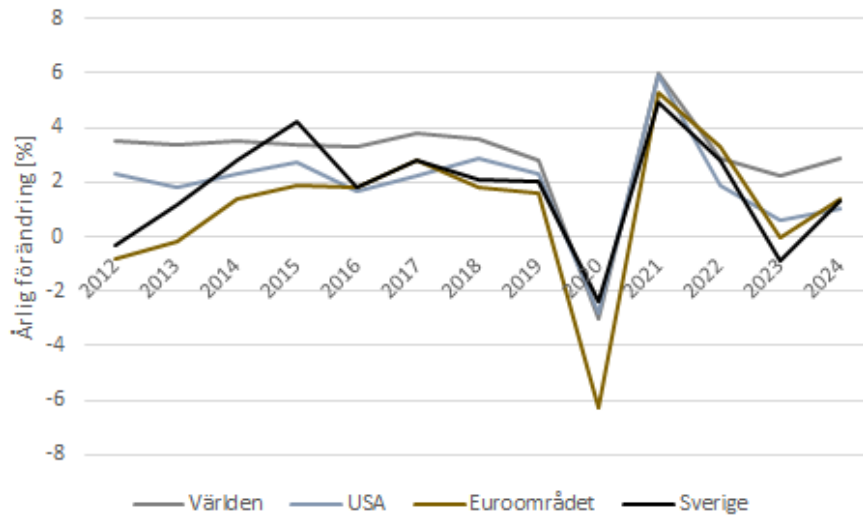
Källa: SKM Market Predictor

1.2.7 Den ekonomiska utvecklingen

På kort sikt påverkar den ekonomiska utvecklingen elmarknaden på åtminstone två olika sätt. För det första leder en minskad ekonomisk aktivitet till att efterfrågan på el minskar genom att näringslivet och framför allt industrin producerar mindre varor och tjänster men även att hushållens konsumtionsutrymme minskar. För det andra innebär en försämrad ekonomi i regel ett tryck nedåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa. Det omvända gäller vid en ökad

ekonomisk aktivitet. I **Fel! Hittar inte referenskälla.** presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 23 BNP och prognos av BNP, fasta priser



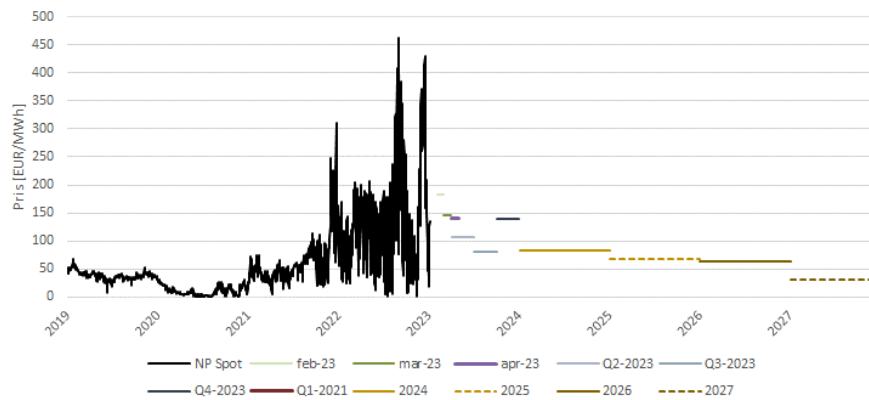
Källa: KI

Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste prognos (december 2022) att svensk ekonomi går in i en lågkonjunktur nästa år med negativ tillväxt. Tillväxten i euroområdet väntas bli noll.

1.3 Terminalspriser

Terminalspriset i Norden (system) för februari 2023 (frontmånad) stängde på 182 EUR/MWh den 2 januari. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på nästan 84 EUR/MWh respektive 65 EUR/MWh. I Figur 24 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nord Pool.

Figur 24 Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



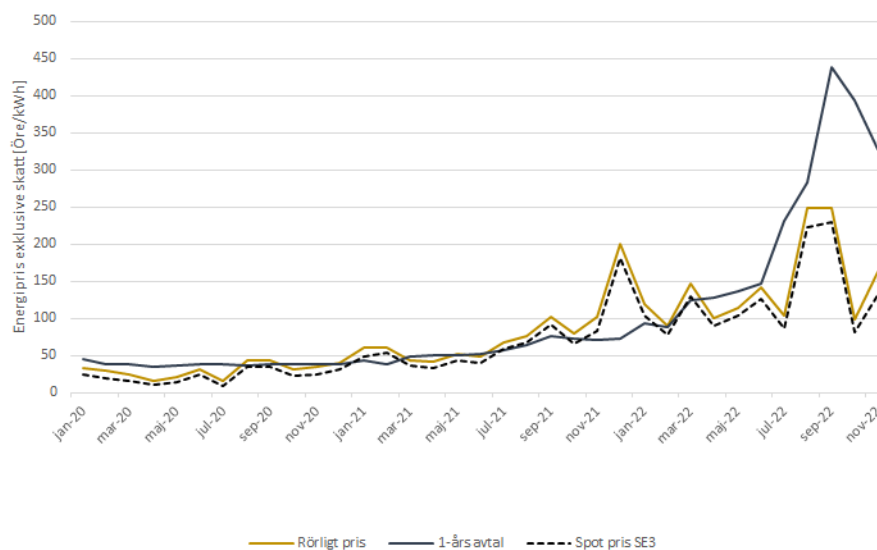
Not: Forwardpriserna tagna 2023-01-02

Källa: SKM Market Predictor

2 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 25 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för elområde 3 för typkunden villa med elvärme¹⁸. Det rörliga elhandelspriset följde med spotpriset och steg under november. 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 enligt den senaste statistiken 57 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal. Motsvarande siffra för SE4 är hela 67 procent och den har ökat från ca 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal sjönk i november men är fortfarande väldigt höga. I november var det genomsnittliga priset 3,3 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 4,5 kr per kWh.

Figur 25 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med november 2022



Källa: SCB, Nord Pool

I Figur 26 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde.

¹⁸ Typkunden villa med elvärme har en förbrukning på 20 000 kWh. Förbrukningen används för att fördela ut de fasta kostnader som finns vid inköp av el. Den genomsnittliga förbrukningen för ett småhus med elvärme har de senaste åren legat på omkring 16 000 kWh. Under de senaste månaderna har många hushåll också vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen

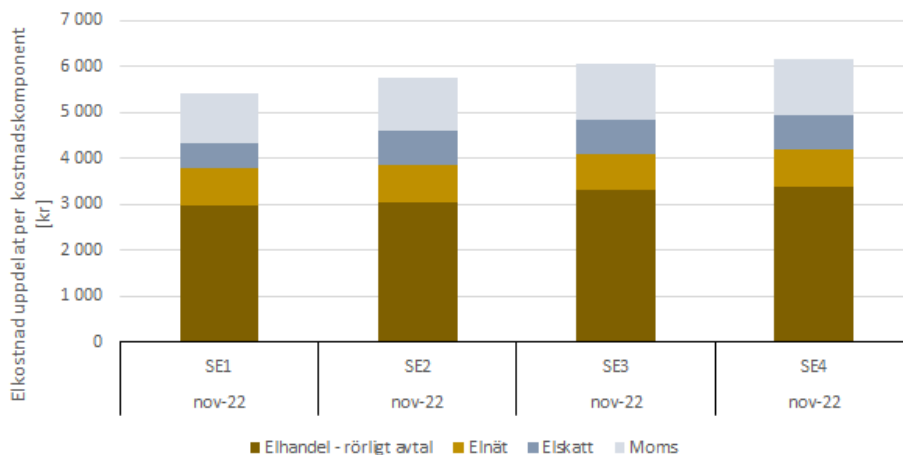
Figur 26 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med november 2022



Källa: SCB

I Figur 27 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden i november för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 5 400 kr respektive 5 700 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på drygt 6 000 kr.

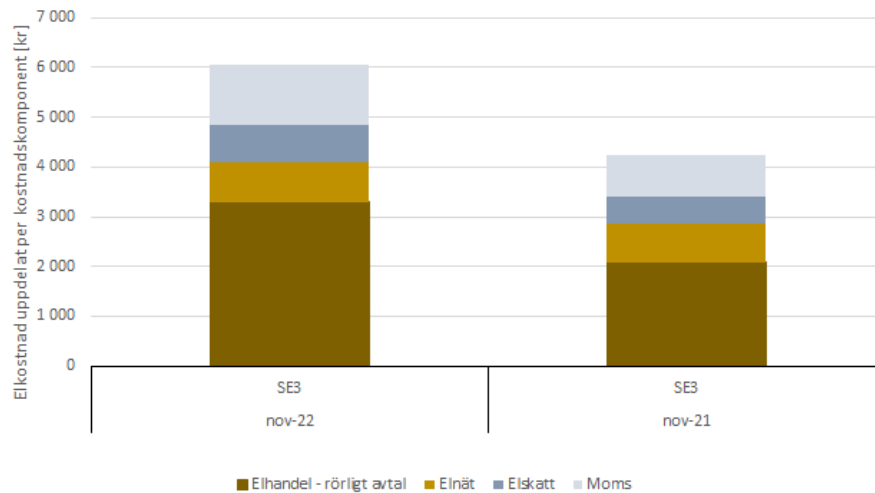
Figur 27 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i november (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2035 kWh i november) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten Anm: Det är samma elnätspris i alla elområden även elnätspriset kan variera geografiskt. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antgits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under de senaste månaderna har många hushåll vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 har också reducerad elskatt.

För en typkunden villa med elvärme i SE3 var kostnaden 1 800 kr mer i november 2022 jämfört med motsvarande månad 2021 (under antagandet att konsumtionen var densamma). Viktigt att notera är att samma användning antas i denna jämförelse. I praktiken minskar många hushåll på elanvändningen till följd av de höga priser som råder.

Figur 28 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i november 2022 jämfört med motsvarande månad 2021 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2035 kWh november). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.