

Nuläget på elmarknaden

November 2023

Publicerad 2023-12-06

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 på spotmarknaden	8
1.1 Månadsgenomsnitt	8
1.2 Veckogenomsnitt.....	10
1.3 Timpriser	12
2 Prispåverkande faktorer	13
2.1 Bränslepriser och CO2-priser.....	13
2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland	15
2.3 Hydrologi	16
2.4 Elproduktion.....	18
2.5 Efterfrågan.....	22
2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år.....	23
2.7 Överföringsförbindelser och handel.....	26
2.8 Den ekonomiska utvecklingen	28
3 Finansiella marknaden och terminspriser	30
3.1 Terminspriser	30
3.2 Minskad handelsaktivitet	31
3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”	32
3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras	33
4 Slutkundspriser	34

Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna är högre i samtliga elområden under november jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. Under november var det genomsnittliga priset 71 EUR/MWh i SE3 vilket är betydligt högre än priset i oktober då det var 28 EUR/MWh men trots allt lägre än under både 2021 och 2022 då det var 83 respektive 120 EUR/MWh. I SE4 var priset 74 EUR/MWh i november 2023 vilket är 43 EUR/MWh högre än i oktober men lägre än under samma månad 2021 och 2022 då priset var 112 respektive 124 EUR/MWh. Månadsmedelpriset i SE1 och 2 var 53 EUR/MWh vilket är betydligt högre än under oktober då det var 15 EUR/MWh men också betydligt lägre än under november 2022 då det var 112 EUR/MWh.

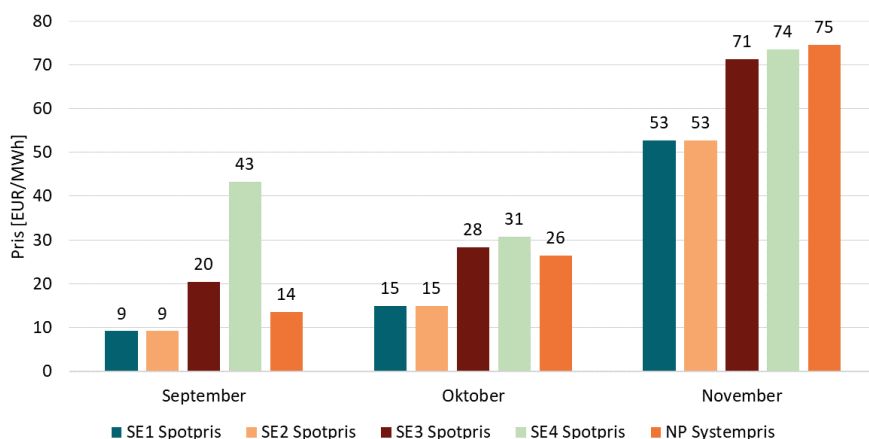
Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 19 EUR/MWh då SE1 och 2 jämförs med SE3 i november och därmed 6 EUR/MWh högre än i oktober. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 ökade till 21 EUR/MWh från att ha varit 16 EUR/MWh i oktober. Systempriset var 75 EUR/MWh vilket är 182 procent högre än under oktober.

Det högsta timpriset under november för SE3 och SE4 uppgick till 260 EUR/MWh och inträffade månadens sista dag, torsdagen den 30 november kl. 17–18. Även systempriset var som högst samma dag då det var 185 EUR/MWh mellan kl. 11–12. Högsta timpris i SE1 och SE2 inträffade torsdag den 16 november kl. 17–18 då det var 182 EUR/MWh vilket också var priset i samtliga elområden.

Som lägst var elpriset 0,10 EUR/MWh kl. 01–03 under fredagen den 24 november i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på 5 EUR/MWh söndagen den 5 november kl. 03–04. Under november noteras inga timmar med negativa elpriser.

I Sverige ökade användningen av el relativt mycket under november på grund av lägre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Under uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning. Samtidigt ökade elproduktionen och elexporten var fortsatt hög i november. Under månaden har elproduktionen från samtliga kraftslag ökat med undantag för vindkraften som producerade mindre jämfört med oktober. Mest ökade elproduktionen från vattenkraften följt av kärnkraft. Det genomsnittliga månadspriset på naturgas, kol och utsläppsrätter var lägre jämfört med föregående månad.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i september–november 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I början av november handlas årskontraktet för 2024 för månadens lägsta pris på 41 EUR/MWh och i slutet av november för det högsta på 55 EUR/MWh. Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh. Årskontraktet för 2024 har följt en lång och ganska konsekvent fallande trend under 2023 fram till november då det stiger något.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

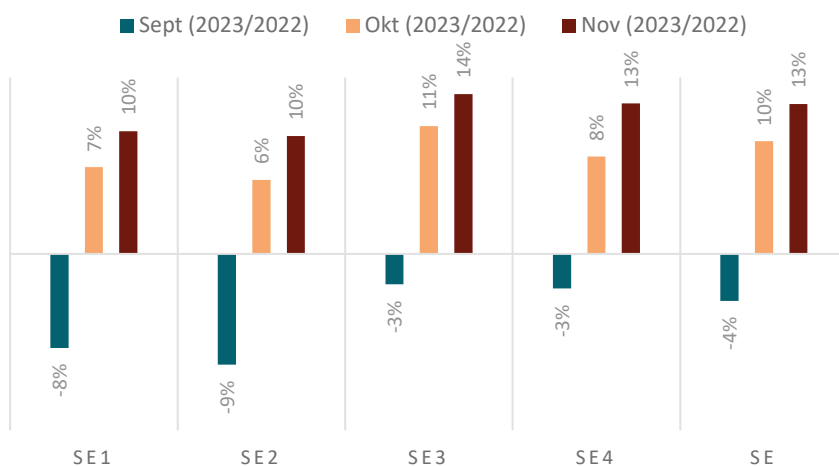
- **Lägre pris på kol, naturgas och utsläppsrätter under november:** Månadsmedelpriset för november på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 46 EUR/MWh (-1 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 118 USD/ton (- 12 USD/ton) och 76 EUR/ton (-6 EUR/ton) för utsläppsrätter. Särskilt höga priser på naturgas och utsläppsrätter utgör en viktig drivkraft till högre elpriser i både Tyskland och Norden.
- **Hydrologi:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden minskade under november och uppgick till +4 TWh i slutet av vecka 47. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 73 procent vilket är under den normala nivån som är 79 procent för vecka 47.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 39,2 TWh under november vilket var 2,8 TWh högre än föregående månad. Vindkraftsproduktionen sjönk med 0,8 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,3 TWh vilket var 1,5 TWh högre än föregående månad.
- **Elefterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige var betydligt högre jämfört med föregående månad och uppgick till 37 TWh. Lägre

utomhustemperatur i november ökar behovet av uppvärmning och ökar därmed efterfrågan på el.

- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (september 2023) att Sverige nu befinner sig i en lågkonjunktur och att den fördjupas under 2024. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen samtidigt som svag omvärldsefterfrågan slår mot exportnäringen i Sverige.

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i november 2023 med 13 procent jämfört med november 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av november 2023 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. En viktig förklaring till ökningen är betydligt lägre utomhustemperatur under november 2023 jämfört med november föregående år.

Figur 2 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört med föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät)¹ Not: preliminär data för delar av november 2023

Energimarkandsinspektionen tar fram veckovisa rapporter om elmarknaden och de publiceras här: [Läget på elmarknaden - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#).

För en beskrivning av elens roll i hela energisystemet nu och historiskt titta gärna här: [Sveriges energisystem \(energimyndigheten.se\)](#)

¹ eSett

1 Elpriser på spotmarknaden

Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996, vilket innebar att handel med el skiljdes åt från överföring av el. Handel med el konkurrerades ut och nätverksamheten utgörs av reglerade monopolverksamheter. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan och fastställs timme för timme för nästkommande dygn på en gemensam marknad (den s k dagen före-marknaden) för EU. Dagen före-marknaden kallas ofta även för ”spotmarknaden”.

Inom den gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem används maximalt för att ge så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sverige innebär detta att vi inte endast har möjlighet att handla med de länder vi har direkta överföringsförbindelser till (Norge, Finland, Danmark, Litauen, Polen och Tyskland) utan även att förbindelser i resten av EU kan tas i bruk för transaktioner som svenska aktörer önskar genomföra.

Jämviktspriset varje timme motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsbudet som krävs för att möta efterfrågan. Prisskillnader kan uppstå mellan olika elområden då överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppnå full prisutjämning. För Norden och Baltikum beräknas ett särskilt referenspris, det s k systempriset, som skulle gälla om inga begränsningar i överföringen fanns mellan de olika områdena i Norden. Systempriset har en viktig funktion för den finansiella marknaden då det används som referenspris för många av de finansiella kontrakten på den nordiska/baltiska marknaden.

1.1 Månadsgenomsnitt

Under november var det genomsnittliga priset 71 EUR/MWh i SE3 vilket är betydligt högre än priset i oktober då det var 28 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för november i SE3 trots allt är lägre än under både 2021 och 2022 då det var 83 respektive 120 EUR/MWh.

I SE4 var priset 74 EUR/MWh i november 2023 vilket är 43 EUR/MWh högre än i oktober men lägre än under samma månad 2021 och 2022 då priset var 112 respektive 124 EUR/MWh. Månadsmedelpriset i SE1 och 2 var 53 EUR/MWh vilket är betydligt högre än under oktober då det var 15 EUR/MWh men också betydligt lägre än under november 2022 då det var 112 EUR/MWh. SE1 och 2 har lägre genomsnittligt månadspris än delar av Norge som oftast har något lägre pris.

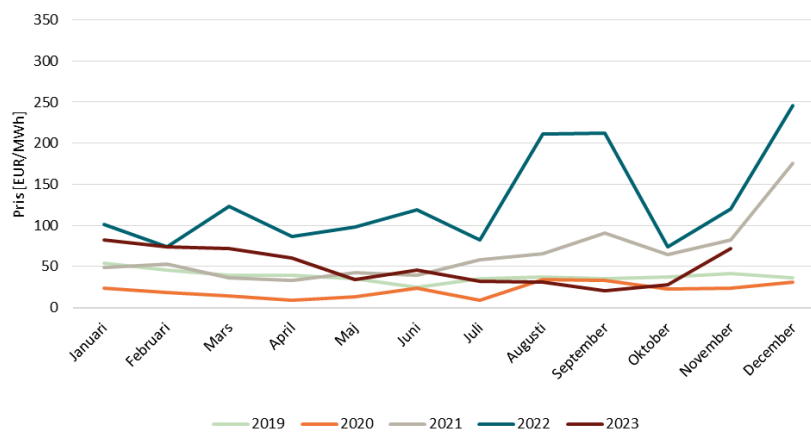
I Sverige ökade användningen av el relativt mycket under november på grund av lägre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Under

uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning. Samtidigt ökade elproduktionen och elexporten är fortsatt hög i november. Under månaden har elproduktionen från samtliga kraftslag ökat med undantag för vindkraften som producerade mindre jämfört med oktober. Mest ökade elproduktionen från vattenkraften följt av kärnkraft.

Det genomsnittliga månadspriset på naturgas, kol och utsläppsrätter var lägre jämfört med föregående månad.

I takt med att uppvärmningsbehovet ökar så blir i regel också naturgas prissättande fler timmar under vintern, då elbehovet är som störst. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

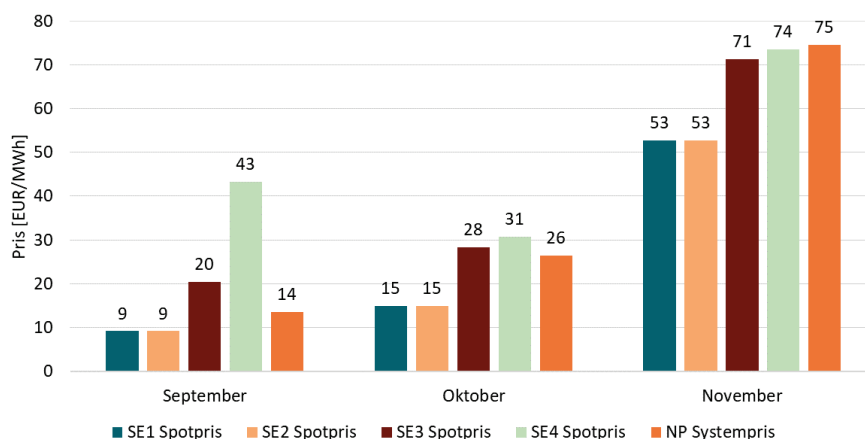
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till november 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna är högre i samtliga elområden under november jämfört med föregående månad. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 19 EUR/MWh då SE1/2 jämförs med SE3 i november, 6 EUR/MWh högre än i oktober. Skillnad mellan SE1/2 och SE4 ökade till 21 EUR/MWh från att ha varit 16 EUR/MWh i oktober. Systempriset var 75 EUR/MWh vilket är 182 procent högre än under oktober.

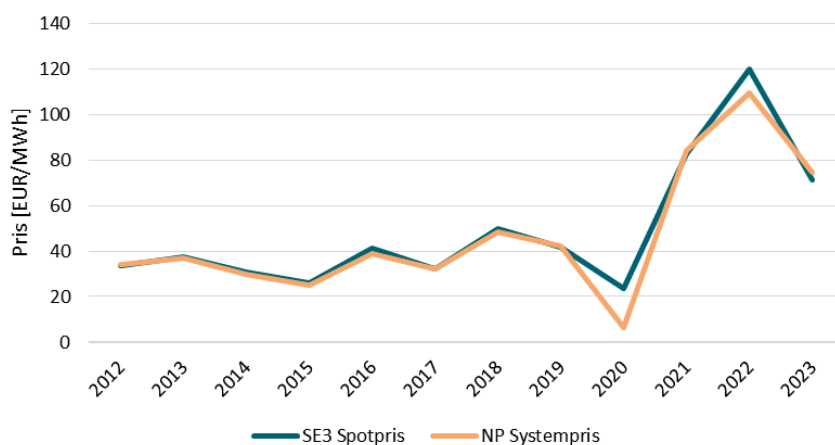
Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i september–november 2023, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för november i SE3 har följt systempriset relativt väl under perioden 2012 till 2023 med undantag för 2020 och 2022. I november 2023 är månadsmedelpriset i SE3 3 EUR/MWh högre än systempriset.

Figur 5 Månadsmedelpris spot för november i SE3 och systempriset sedan 2012, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

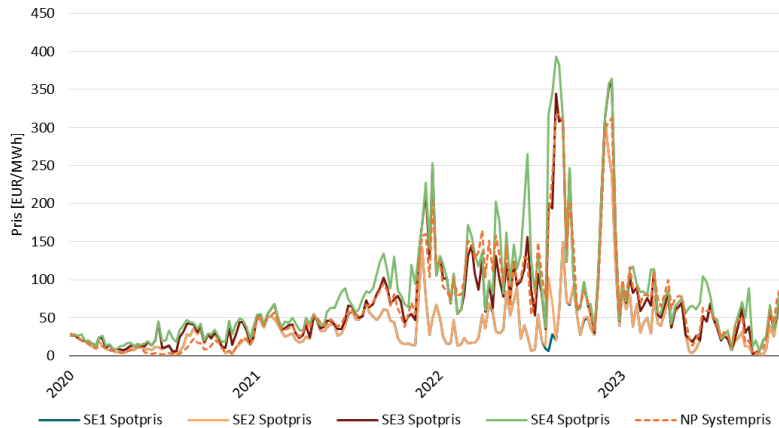
1.2 Veckogenomsnitt

Under veckorna 44–48 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 46 för SE1 och SE2 då priset var 86 EUR/MWh. Det lägsta spotpriset inträffade vecka 44 då det var 26 EUR/MWh.

För elområde 3 och 4 var spotpriserna som högst vecka 48 då det var 127 EUR/MWh i SE3 och 130 EUR/MWh i SE4. Vecka 44 var det veckogenomsnittliga spotpriset som lägst med 35 EUR/MWh i både SE3

och 4. Även systempriset nådde högsta priset under vecka 48 då det var 102 EUR/MWh och som lägst 43 EUR/MWh under vecka 44.

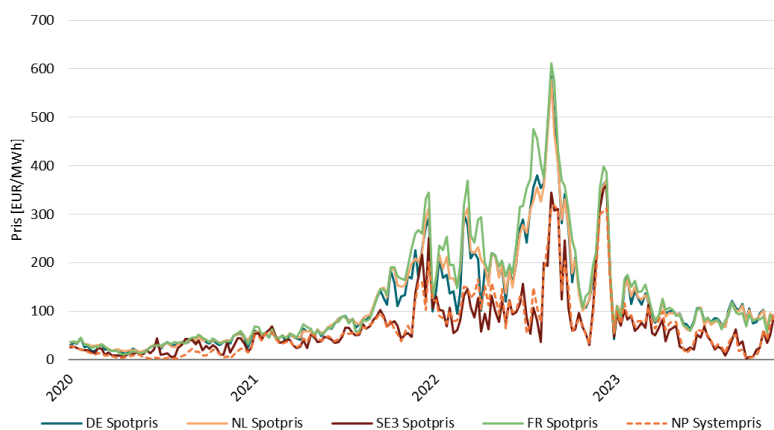
Figur 6 Veckopriser fram till vecka 48 2023, EUR/MWh



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 44–48 noteras vecka 48 då det uppgick till 132 EUR/MWh i Tyskland, Nederländerna och Frankrike. Priserna i både SE3 och SE4 var alltså närmare dessa priser under vecka 48 än priserna i SE1 och SE2. Som lägst var det genomsnittliga spotpriset 62 EUR/MWh i Tyskland och 67 respektive 57 EUR/MWh i Nederländerna och Frankrike vilket inträffade vecka 44. Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit och är högre på kontinenten än i SE3, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men närmare varandra senaste veckan.

Figur 7 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 48 2023, EUR/MWh



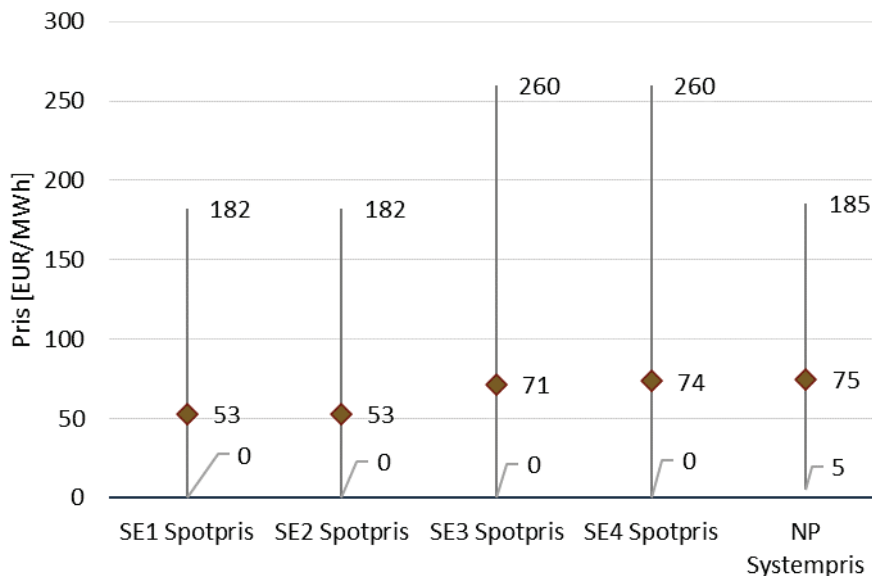
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.3 Timpriser

Det högsta timpriset under november för SE3 och SE4 uppgick till 260 EUR/MWh och inträffade månadens sista dag, torsdagen den 30 november kl. 17–18. I övriga svenska elområden var priset samtidigt 80 EUR/MWh. Även systempriset var som högst den 30 november då det var 185 EUR/MWh men kl. 11–12. Högsta timpris i SE1 och SE2 inträffade torsdag den 16 november kl. 17–18 då det var 182 EUR/MWh vilket också var priset i samtliga elområden.

Som lägst var elpriset 0,10 EUR/MWh kl. 01–03 under fredagen den 24 november i samtliga elområden. Systempriset nådde månadens lägsta på 5 EUR/MWh söndagen den 5 november kl. 03–04. Under november noteras inga timmar med negativa elpriser. Högsta, lägsta och genomsnittliga timpriser redovisas i Figur 8.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

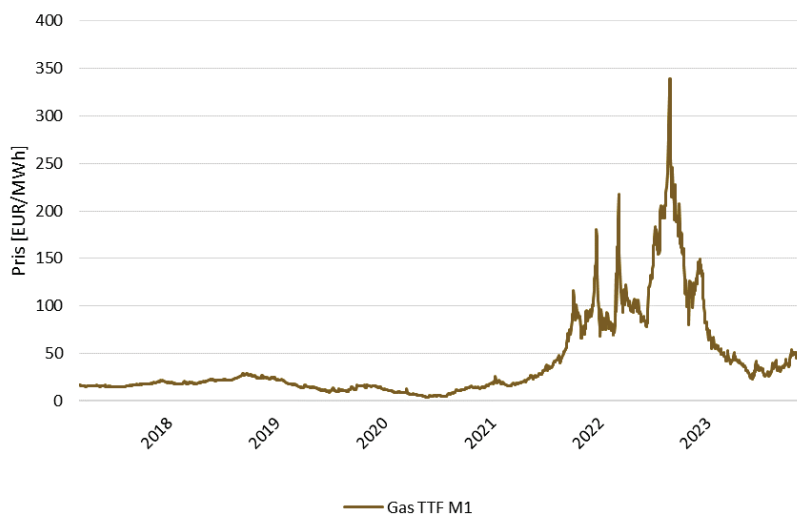
2 Prispåverkande faktorer

2.1 Bränslepriser och CO2-priser

Utvecklingen av de fossila bränslepriserna i form av kol, naturgas samt utsläppsriktpriserna är av stor betydelse för elmarknaden eftersom de påverkar de rörliga kostnaderna i fossilbränslebaserade kraftverk. Mer information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna](#) (energimyndigheten.se).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 46 EUR/MWh under november från att varit 47 EUR/MWh under oktober för TTF M1 (leverans nästa månad) vilket ses i Figur 9. November inleddes med månads högsta dagspris på 49 EUR/MWh den 2 och 3 november. Som lägst handlades motsvarande kontrakt för 40 EUR/MWh den 29 november. De europeiska naturgaslagren är fortsatt välfyllda för årstiden och var den 3 december fyllda till 94 procent. Kallare väder i Europa har inneburit att storleken på nettouttagen ur gaslagren ökat i slutet av november.

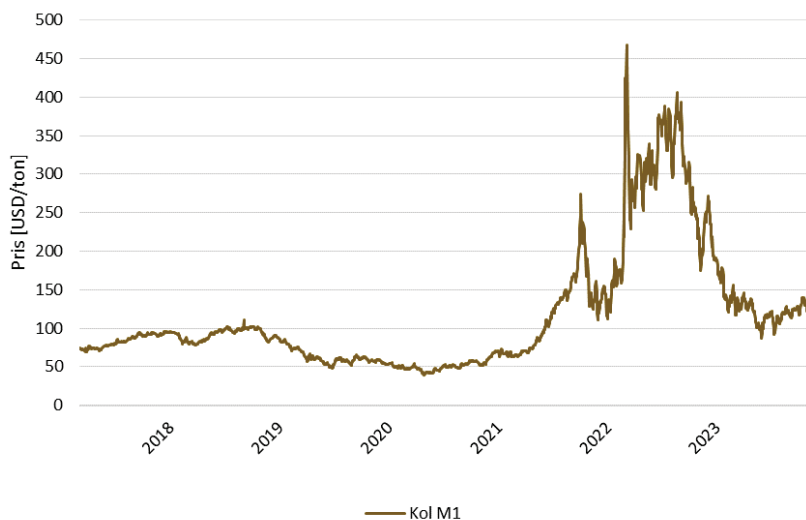
Figur 9 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 118 USD/ton under november vilket är 12 USD/ton lägre än föregående månad. Den 2 och 3 november var dagspriset 124 USD/ton vilket blev månads högsta notering. Därefter sjönk priset för att nå månads lägsta notering på 112 USD/ton den 16 november. Priserna på kol följer i stort naturgaspriserna och trots kalla väder i Europa är kolmarknaden i Europa välförsedd.

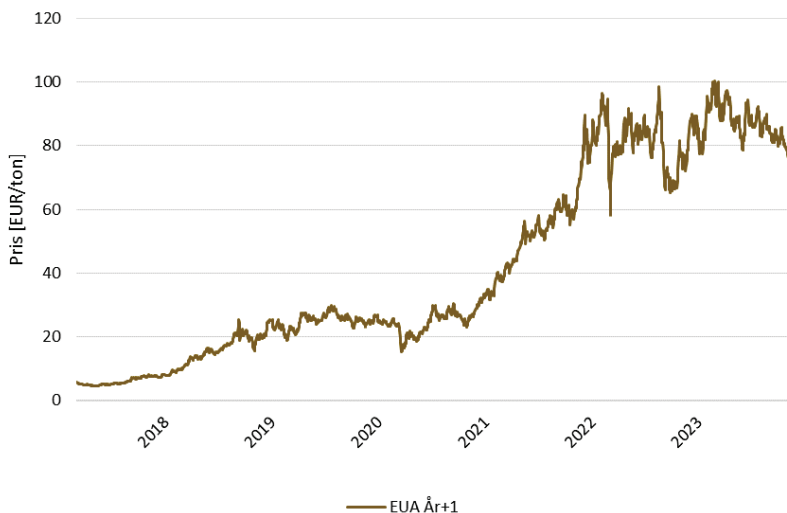
Figur 10 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 76 EUR/ton under november och därmed 6 EUR/ton lägre än under oktober. Högsta dagspriset var 80 EUR/ton i mitten av november. Därefter sjönk priset för att nå det lägsta priset den 30 november då det var 71 EUR/ton. Relativt svag ekonomisk aktivitet i Europa håller nere industriell produktion vilket bidrar till lägre priser på utsläppsrätter.

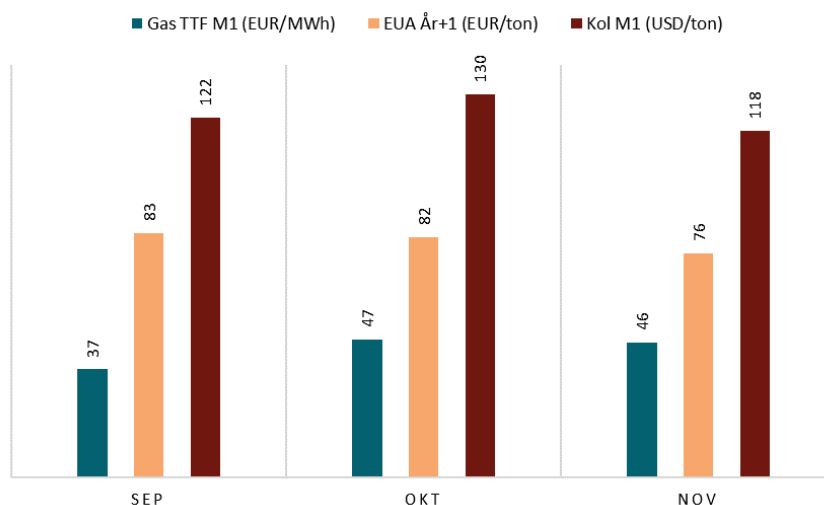
Figur 11 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med oktober är det genomsnittliga månadspriset på naturgas, utsläppsrätter och kol lägre under november.

Figur 12 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsätter och kol under september-november 2023



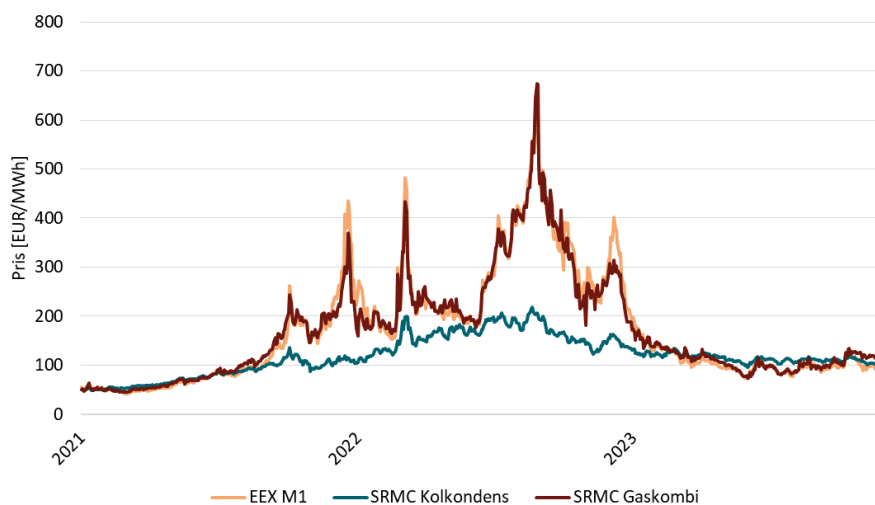
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

2.2 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system som exempelvis Tyskland påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsätter 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 i Sverige. Även vid tillfällen när Sverige exporterar samtidigt som hela eller delar av Sverige har ett gemensamt prisområde med kontinenten kan termiska kraftverk på kontinenten bli prissättande. Figur 13 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 utsläppsättspriser utgjort en viktig drivkraft till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och kolkondens är lägre i november jämfört med i oktober. För gaskombi är kostnaden 115 EUR/MWh vilket är en minskning med 4 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 103 EUR/MWh, en minskning med 9 EUR/MWh. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna på naturgas, kol och utsläppsätter som alla var lägre i november.

Figur 13 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



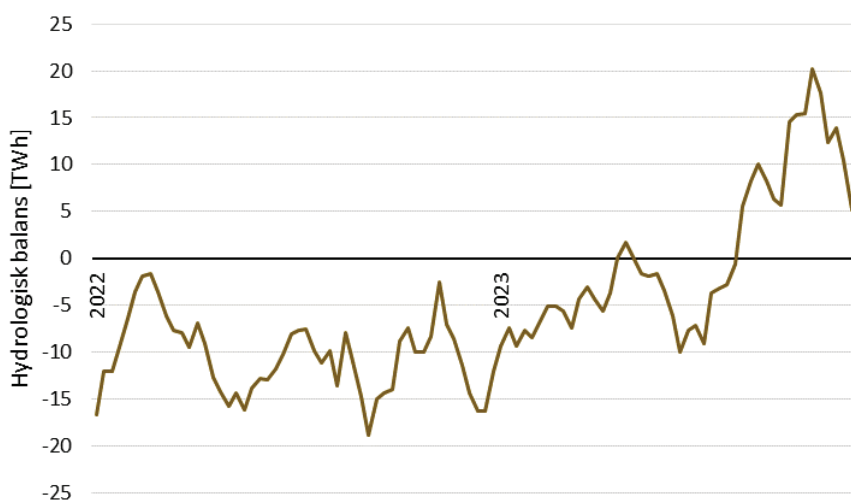
Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

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

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen² i Norden stärktes i början av oktober för att som högst uppgå till 20 TWh under vecka 41. Därefter har den minskat till att uppgå till 4 TWh vecka 47, se Figur 14. Månaden innan (vecka 43) avslutades på 12 TWh.

Figur 14 Hydrologisk balans i Norden vecka 1 2022 till vecka 47 2023, TWh

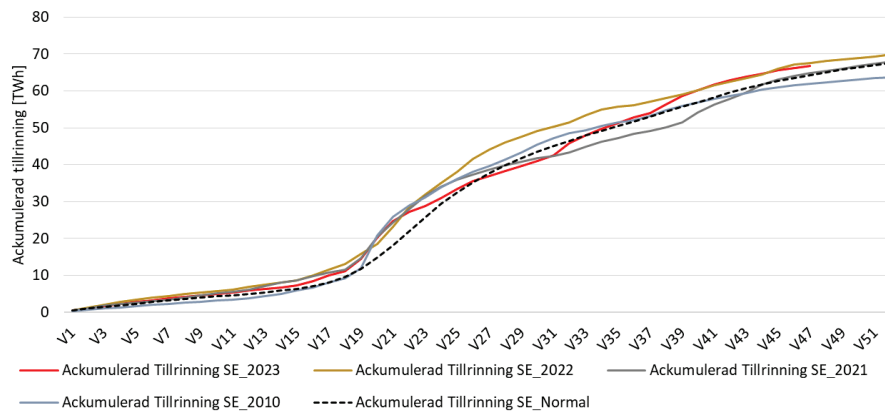


Källa: SKM Market Predictor

² Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

I Figur 15 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–44 år 2023 samt för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen vecka 47 i år är fortsatt över normalen. För vecka 44–47 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,0 TWh/vecka i Sverige vilket är något över den normala tillrinningen som är 0,9 TWh för den perioden.

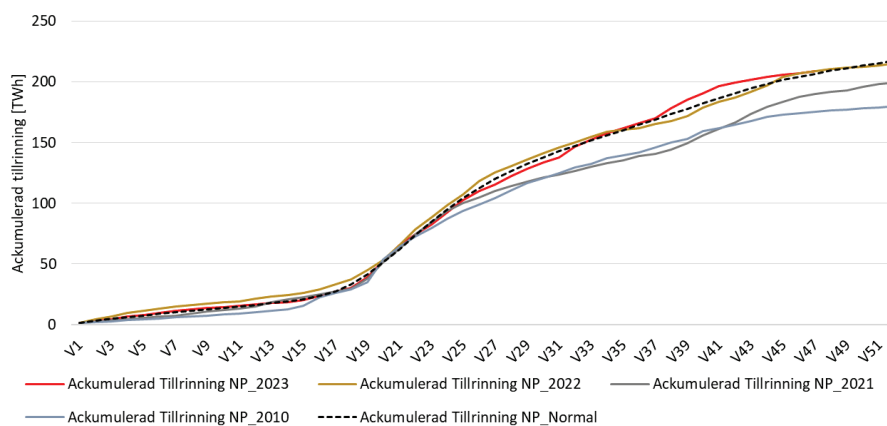
Figur 15 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 44–47 den genomsnittliga tillrinningen till 1,8 TWh vilket är lägre än normala tillrinningen som är 3,0 TWh för perioden. Låga temperaturer i november gör att nederbörd delvis kommer ner som snö i stället för som regn. Trots lägre tillrinning är ackumulerad tillrinning hittills i år på normala nivåer vilket redovisas i Figur 16.

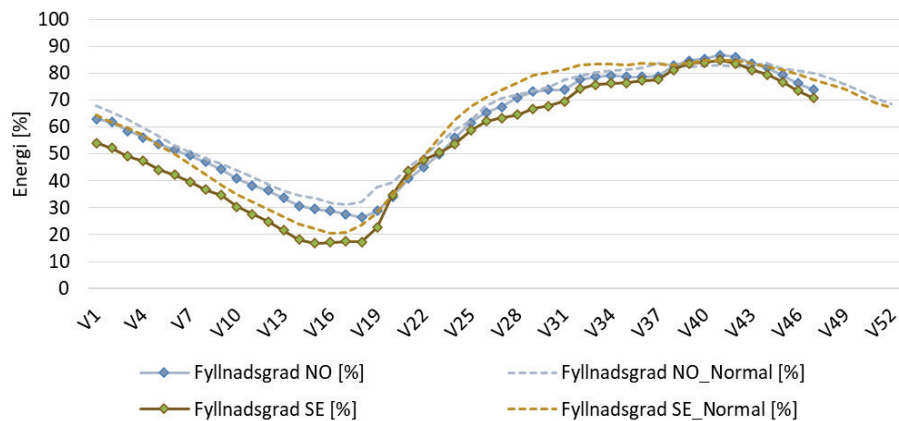
Figur 16 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 71 procent vecka 47 vilket är under normalen³ som är 78 procent⁴. I Norge var fyllnadsgraden 74 procent vecka 47 vilket även det är under normalen som är 80 procent⁵ för aktuell vecka. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 73 procent vilket är en bit under normalen som är 79 procent för vecka 47.

Figur 17 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

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 har ökat från 2023 då Olkiluoto 3 togs i drift. I flera nordiska länder sker det en expansion av vindkraft.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2021, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2021 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

³ Normalårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

⁴ Normalnivån skiljer sig åt beroende på källa om det är median- eller medelvärde och vilka år som inkluderas. I Energiföretagen Sveriges veckostatistik anges tex medelfyllnadsnivån för 1960–2022 vara 80 procent för vecka 43.

⁵ Enligt NVE så är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

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. 2021 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till nästan 27 500 MW. Sedan dess har vindkraften fortsatt att expandera. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mer beskedlig.
- Nedgången i **värme**kraft, 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 2021 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2021, 2010 samt 1996, MW

	Sverige 2021	Danmark 2021	Finland 2021	Norge 2021	Norden 2021	Norden 2010	Norden 1996
Vattenkraft	16 407	7	3 171	34 075	53 660	49 473	47 164
Vind	12 116	7 021	3 257	5 049	27 443	6 441	930
Sol	1 606	1 704	425	205	3 940	25	10
Kärnkraft	6 899	0	2 794	0	9 693	11 693	12 365
Värme kraft	7 725	7 769	8 295	889	24 678	29 349	27 503
Övriga	0	0	0	89	89	35	0
Totalt	44 753	16 501	17 942	40 307	119 503	97 016	87 972

Källa: Eurostat

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige. Störst är kapaciteten i SE3 där den uppgår till nästan 18 500 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2021 för elområden i Sverige, MW

	SE1 2021	SE2 2021	SE3 2021	SE4 2021
Vattenkraft	5 357	8 083	2 653	314
Vind	1 892	5021	3 279	1 924
Sol	19	83	1 055	430
Kärnkraft			6 899	
Värme kraft	296	710	4 602	2 117
Totalt	7 564	13 897	18 488	4 785

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under november har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 96,9 procent vilket är högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2011–2022. Forsmark 2 har haft revision under delar av oktober. Ringhals 4 har dock varit ur drift från den 30 november och de första dagarna i december men är nu åter i nästan full produktion. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 96,7 procent (inklusive Olkiluoto 3⁶). Detta redovisas i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Status 2023-12-04 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under november

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet maj 2011–2022	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	987	990	92%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	94%	3 sept - 14 okt 2023
Forsmark 3	I drift	91%	1 067	1 167	95%	2 juli - 22 juli 2023
Oskarshamn 3	I drift	97%	1 363	1 400	83%	15 april -9 juni 2023
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	89%	31 maj- 19 juli 2023
Ringhals 4	I drift	94%	1 057	1 130	87%	2 aug -24 sept 2023
Loviisa 1	I drift	94%	477	507	99%	9 sept - 2 okt 2023
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	99%	20 aug - 6 sept 2023
Olkiluoto 1	I drift	100%	889	890	100%	16 april - 26 april 2023
Olkiluoto 2	I drift	100%	889	890	99%	1 maj - 17 maj 2023
Olkiluoto 3	I drift	93%	1 485	1 600		Ingen under 2023
Norden		97,5%	9 426	9 670	92,5%	
Sverige		96,9%	6 668	6 881	89,7%	
Finland		96,7%	4 242	4 389	99,4%	

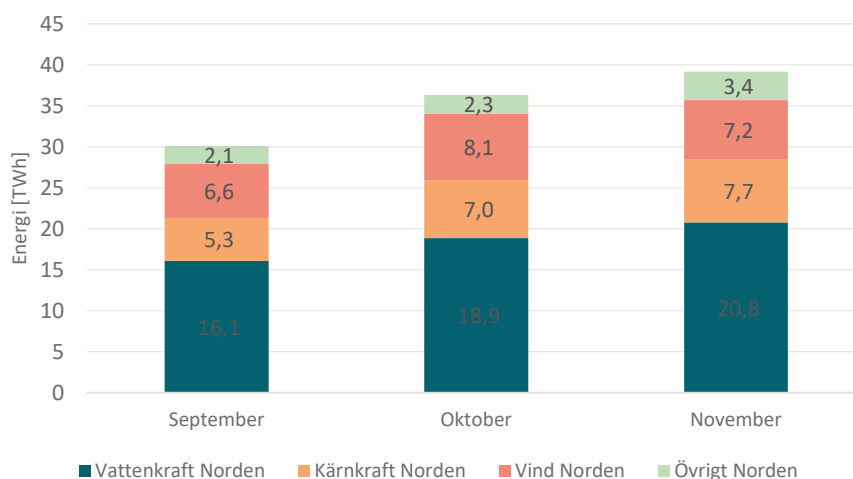
Källa: SKM Market Predictor

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 39,2 TWh under november vilket var 2,8 TWh högre än föregående månad.

Vindkraftsproduktionen sjönk med 0,8 TWh. För svensk del uppgick elproduktionen till 15,3 TWh vilket var 1,5 TWh högre än föregående månad. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 18 och Figur 19 nedan.

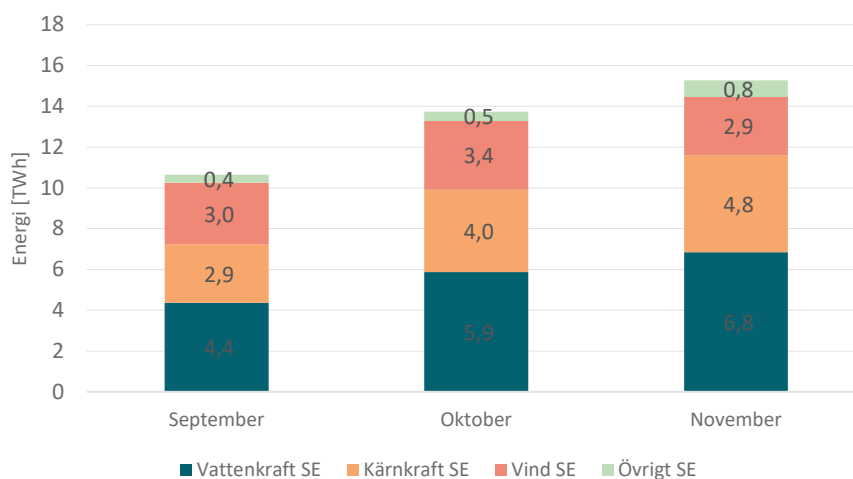
⁶ Reaktorn kommer att vara begränsad till åtminstone 1570 MW under resten av 2023 pga begränsningar i elnätet, [Nord Pool - REMIT UMM \(nordpoolgroup.com\)](https://www.nordpoolgroup.com/)

Figur 18 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 19 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

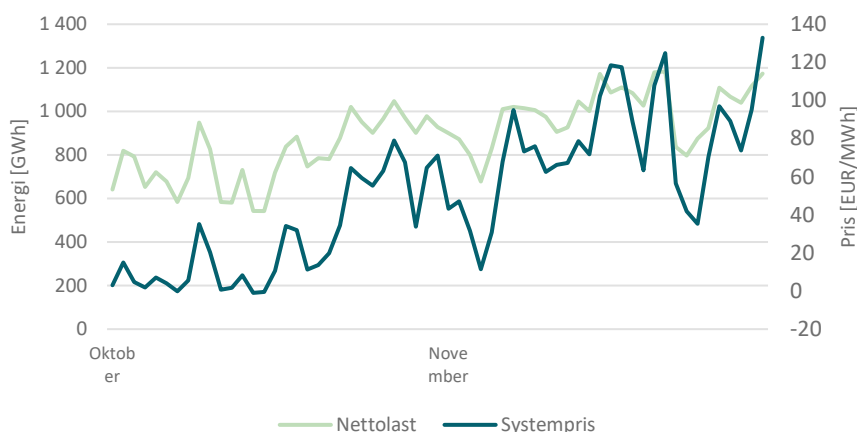


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 20 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 korrelation mellan nettolasten och 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 20 Nettolast i Norden och systempris per dag under oktober och november 2023, GWh

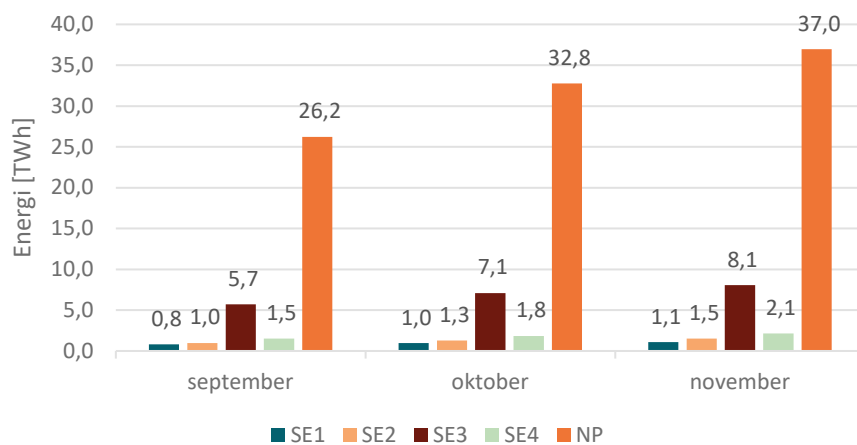


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.5 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige var betydligt högre jämfört med föregående månad och uppgick till 37 TWh. Den betydligt lägre utomhustemperaturen i november ökar behovet av uppvärmning och ökar därmed efterfrågan på el.

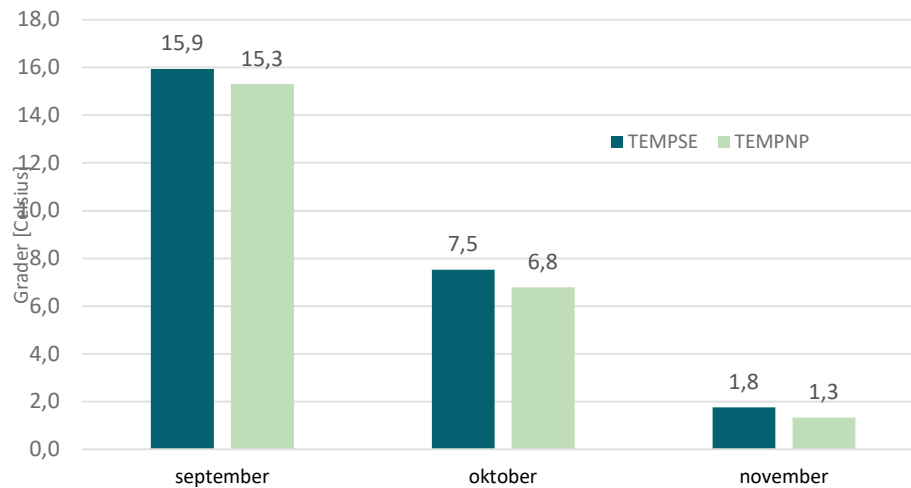
Figur 21 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool, Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

I Figur 22 ser man att den faktiska genomsnittstemperaturen i november, jämfört med föregående månad, var betydligt lägre i Sverige (TEMPSE) och Nord Pool-området (TEMPNP). Under uppvärmningssäsongen innebär i regel lägre genomsnittstemperaturer ökat behov av uppvärmning och därmed ökad efterfrågan på el för uppvärmning.

Figur 22 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

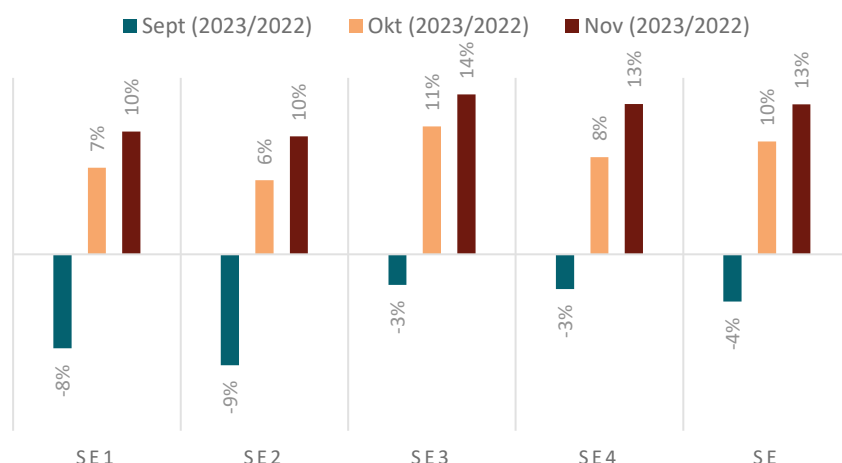


Källa: SKM Market Predictor

2.6 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i november 2023 med 13 procent jämfört med november 2022 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av november 2023 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. En viktig förklaring till ökningen är betydligt lägre utomhustemperatur under november 2023 jämfört med november föregående år.

Figur 23 Förändring av den faktiska elanvändningen jämfört med föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät)⁷ Not: preliminär data för delar av november 2023

I Figur 24 redovisas hur utvecklingen av elanvändningen sett ut i respektive elområde i Sverige för november sedan 2018. Det är tydligt hur elanvändningen ökat i SE1 under hela perioden. Medan för resterande elområden, i synnerhet för SE3 och SE4, är det en kraftig nedgång under 2022 då prisnivåerna var väldigt höga. För november 2023 finns en tydlig återhämtning och en ökad elanvändning jämfört med föregående år. Den viktigaste förklaringen är att november 2023 var betydligt kallare än november 2022 vilket syns i Figur 25.

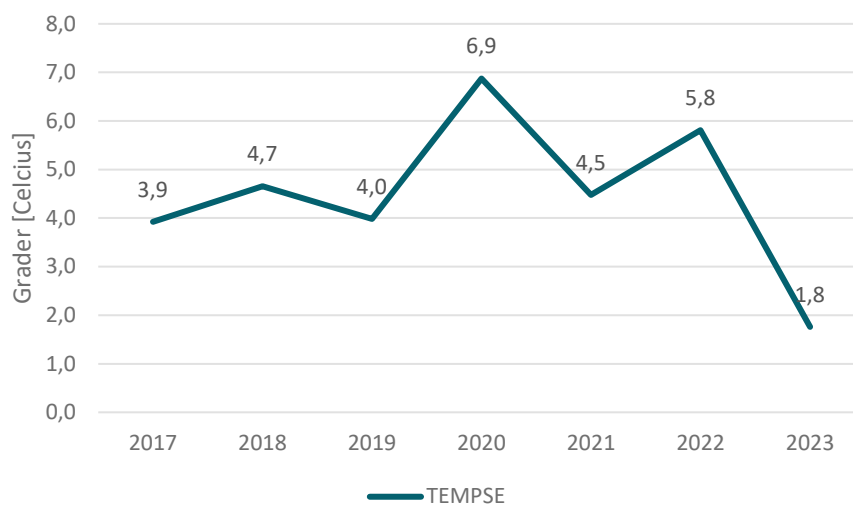
Figur 24 Faktisk elanvändning i november månad för respektive elområde, GWh



Källa: eSett (Svenska kraftnät)⁸ Not: preliminär data för delar av november 2023

⁷ eSett
⁸ eSett

Figur 25 Genomsnittstemperatur i Sverige för november månad



Källa: SKM Market Predictor

2.7 Överföringsförbindelser och handel

Tabell 4 sammanfattas den installerade kapaciteten och tillgänglig transmission för november 2023 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer. Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.⁹

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, november 2023

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	68%	92%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	100%	86%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	92%	80%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	85%	98%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	99%	73%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	100%	83%
SE4	DK2	Øresund	1 300	100%	87%
DK2	SE4	Øresund	1 700	99%	79%
SE1	FI	-	1 500	79%	102%
FI	SE1	-	1 100	76%	97%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	100%	100%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	92%	59%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	99%	87%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	99%	80%
SE2	NO4	-	300	99%	72%
NO4	SE2	-	250	99%	59%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	71%	86%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	94%
SE3	NO1	Hasle	2 095	78%	70%
NO1	SE3	Hasle	2 145	99%	74%
SE4	DE	Baltic cable	615	97%	91%
DE	SE4	Baltic cable	600	97%	61%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	95%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	90%
SE4	PL	SwePol-link	600	85%	96%
PL	SE4	SwePol-link	600	98%	81%

Källa: SKM Market Predictor

⁹ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 5 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, november 2023

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2018–2022
DK1	DE	2 500	88%	69%
DE	DK1	2 500	93%	85%
DK2	DE	985	5%	59%
DE	DK2	1 000	38%	73%
FI	RU	320	0%	69%
RU	FI	1 460	0%	77%
FI	EE	1 016	97%	93%
EE	FI	1 016	97%	92%
NO2	NL	723	55%	89%
NL	NO2	723	63%	98%
NO2	DE	1 400	96%	51%
DE	NO2	1 400	99%	64%
NO2	UK	1 400	99%	68%
UK	NO2	1 400	99%	65%

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 North Sea Link 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). Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna. Svenska kraftnät och 50Hertz har beslutat att avbryta upphandlingen och datum för driftstart är svårbedömd.

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 2,7 TWh under november, vilket var lite lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 48 som senaste vecka uppgick till 28,1 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2021–2022 vilken uppgick till 33,5 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 42,0 TWh respektive 31,6 TWh nettoexport. Finland utgör den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis.

Tabell 6 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), [TWh]

Exportörande region	Importerande region	2023 november	2023 oktober	2023 v. 48, 52	2022 v. 48, 52
				veckors rullande summa	veckors rullande summa
SE1	FI	-0,5	-0,4	-5,1	-9,9
SE3	FI	-0,4	-0,4	-3,1	-5,3
SE3	DK1	-0,1	-0,2	-1,6	-2,2
SE4	DK2	-0,5	-0,7	-5,8	-5,7
SE1	NO4	0,1	-0,1	1,3	2,9
SE2	NO4	0,0	0,0	0,4	0,6
SE2	NO3	-0,2	0,0	-0,6	1,6
SE3	NO1	-0,1	-0,2	-1,8	-3,6
SE4	DE	-0,2	-0,4	-3,0	-3,2
SE4	PL	-0,2	-0,2	-3,9	-3,8
SE4	LT	-0,5	-0,4	-4,8	-5,0
DK1	NL	-0,1	-0,2	-0,9	-1,6
DK1	DE	0,1	-0,3	-4,3	-4,1
DK2	DE	0,0	-0,2	-2,4	-2,5
NO2	NL	-0,1	-0,2	-2,3	-1,7
NO2	DE	-0,2	-0,6	-4,7	-4,1
NO2	UK	-0,7	-0,6	-8,7	-3,1
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,1	4,2
FI	EE	-0,6	-0,7	-7,0	-6,7
Nettoexport	Sverige	-2,7	-2,9	-28,1	-33,5
Nettoexport	Norden	-2,6	-3,8	-42,0	-31,6

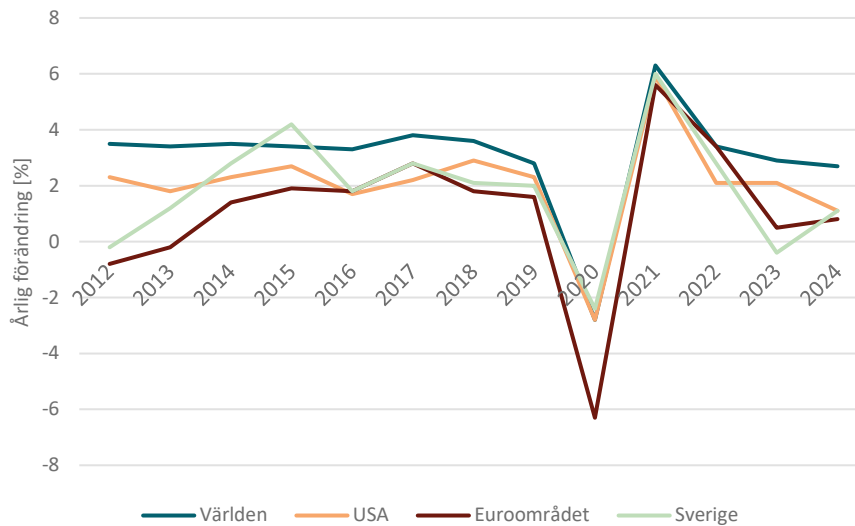
Källa: SKM Market Predictor

2.8 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 Figur 26 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 26 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (september 2023) att Sverige nu befinner sig i en lågkonjunktur och att den fördjupas under 2024. De skriver vidare att hushållen pressas av den höga inflationen samtidigt som svag omvärldsefterfrågan slår mot exportnäringen i Sverige.

3 Finansiella marknaden och terminspriser

Förutom handeln som marknadsaktörer gör i den så kallade spotmarknaden, eller Dagen före-marknaden som den ofta också kallas, handlar många även i den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning.

I den finansiella marknaden används olika typer av finansiella kontrakt. Den vanligaste formen är terminskontrakt (obligationer) som definieras för olika löptider och tidsperioder, till exempel kontrakt som täcker en specifik månad, ett kvartal eller ett år. Priserna i den finansiella marknaden kan sägas återspegla marknadsaktörernas samlade värdering/bedömning av de framtida elpriserna för respektive tidsperiod.

En betydande del av handeln på den finansiella marknaden sker på organiserade handelsplatser/börser, som erbjuder standardiserade kontrakt och en kontinuerlig prissättning och värdering av dessa. I Norden har den dominerande börsen varit Nasdaq OMX Commodities¹⁰, men även den största börsen i Europa (EEX¹¹) har länge erbjudit handel i kontrakt som gäller el i Norden. Utöver att handla på en organiserad handelsplats/börs finns också möjligheter för parter att ingå avtal med varandra direkt, så kallad bilateral handel, och att i de avtalen göra mer individuella anpassningar av kontraktens utformning.

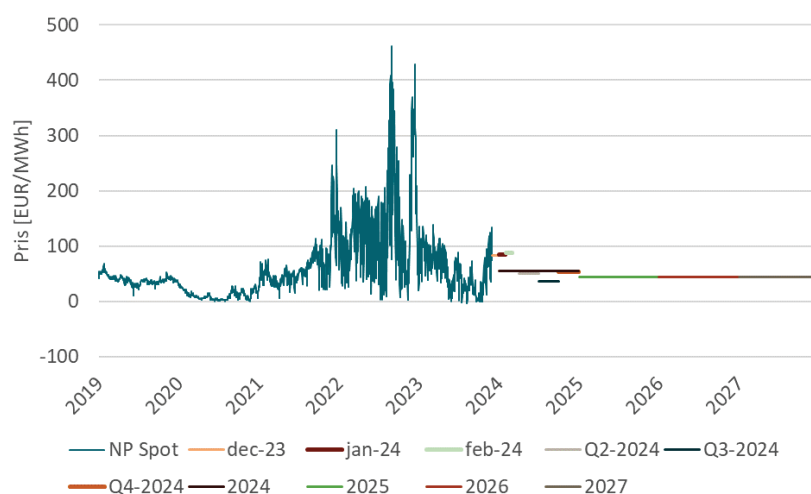
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för december 2023 (frontmånad) stängde på 83 EUR/MWh den 30 november. Priserna på årskontrakten för Norden 2024 och 2025 stängde på 55 EUR/MWh respektive 44 EUR/MWh. I Figur 27 nedan redovisas Nord Pool systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på handelsplattformen Nasdaq OMX Commodities, som är den idag vanligaste plattformen för finansiell handel i Norden.

¹⁰ [European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq](#)

¹¹ [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#)

Figur 27 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-11-30

Figur 28 visar hur priset för leverans 2024 utvecklats under 2023. I början av november handlas årskontraktet för 2024 för månadens lägsta pris på 41 EUR/MWh och i slutet av november för det högsta på 55 EUR/MWh. Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh. Årskontraktet för 2024 har följt en lång och ganska konsekvent fallande trend under 2023 fram till november då det stiger något.

Figur 28 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år 2024, EUR/MWh



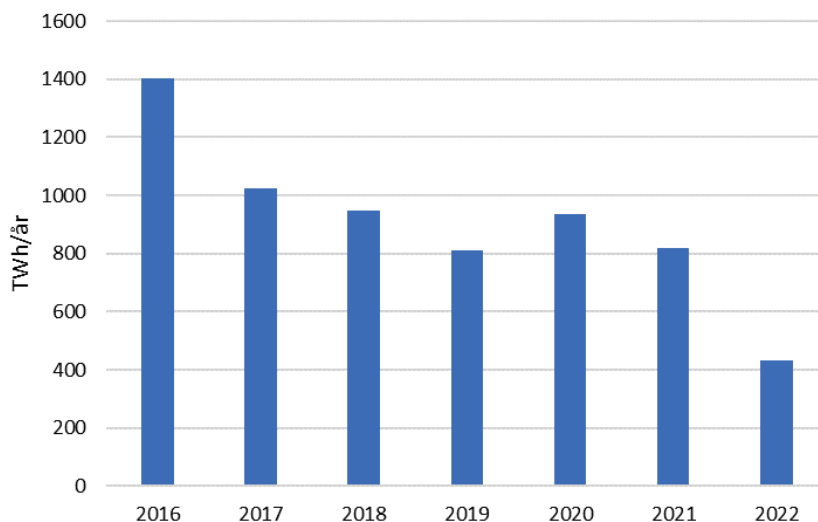
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2023-11-30

3.2 Minskad handelsaktivitet

Sedan 10–15 år tillbaka har handelsaktiviteten på många organiserade handelsplatser minskat. Detta gäller även Nasdaq OMX Commodities

vilket kan ses i Figur 29. Skälen till minskningen kan vara flera, men minskande handelsaktivitet och så kallad ”likviditet” är i sig en utveckling som gör deltagande i handeln mer riskfylld och därmed mindre attraktiv. Försämrade likviditet gör det, enkelt uttryckt, svårare och i någon mån dyrare för aktörer att prissäkra sig. Det kan med andra ord även få viss inverkan på priserna i fastpriskontrakt för slutkunder.

Figur 29 Totala årliga handelsvolymerna av nordiska elkontrakt för Nasdaq och EEX 2016–2022, TWh/år



Källa: Nasdaq och EEX med bearbetning av Energimyndigheten

3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”

Idag sker handeln med el på liknande sätt över i princip hela Europa. Det är en konsekvens av att energi är ett av de av EU prioriterade samarbetsområdena och att man har beslutat att bygga en gemensam inre marknad för bland annat el. Detta samarbete har intensifierats under det senaste decenniet. Redan innan EU-samarbetet på detta område tog fart, var Sverige del av ett nära samarbete för att bygga en gemensam elmarknad i Norden. En viktig gemensam referenspunkt för den nordiska marknaden var det så kallade ”systempriset” som man ofta kallade för ett nordiskt genomsnittspris¹².

Systempriset har också haft en viktig funktion som prisreferens för många finansiella kontrakt. Ett kontrakt tecknat med referens till systempriset har kunnat kompletteras med ett kontrakt kopplat till priset i ett specifikt budområde/ elområde (s k EPAD) för de aktörer som har önskat veta med full säkerhet vilket pris deras kommande inköp/försäljning av el skulle få i en viss del av Norden.

¹² Systempriset utgör det pris som skulle ha uppstått om det inte fanns några budområdesgränser inom Norden och att allt utbud och all efterfrågan hade kunnat skapa ett gemensamt jämviktspris för hela regionen. I verkligheten finns det inom Norden en stor mängd budområdesgränser och fysiska flaskhalsar i nätkapaciteten som gör att priserna i olika delar av Norden kan variera.

3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras

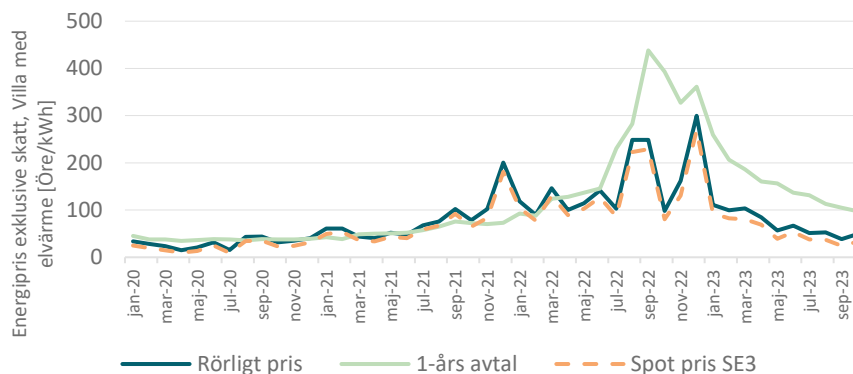
Betydande förändringar kan nu vara på gång i hur den finansiella marknaden arrangeras i Norden. Tidigare i år annonserade EEX att de har för avsikt att förvärva Nasdaq OMX Commodities verksamhet. Denna affär är just nu under prövning hos bland annat konkurrensmyndigheter. I samband med att affären lanserades annonserade EEX att de, om affären går igenom, har för avsikt att reformera utformningen av finansiella kontrakt i den nordiska regionen och som en del i detta minska förekomsten av kontrakt som använder systempriset som referens. I stället skulle de etablera en kontraktstyp som ger unika kontrakt för varje elområde. Om dessa planer skulle genomföras kommer den nordiska finansiella marknaden att i högre grad komma att likna hur det ser ut på de flesta andra håll i Europa.

Det är ännu osäkert om EEX övertagande av Nasdaq OMX Commodities kommer att godkännas av relevanta myndigheter.

4 Slutkundspriser

Elhandelspriserna mot slutkunder följer med i de prisförändringar som sker på kraftmarknaden. I Figur 30 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE 3 för typkunden villa med elvärme¹³. För kunderna är det främst de som har rörligt avtal och de kunder vars avtal går ut som påverkas av prisförändringar på spotmarknaden på kort sikt. Av de svenska elkunderna är det enligt den senaste statistiken 68 procent av alla kunder som har någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal). Av dessa är 13 procent timprisavtal. Motsvarande siffra för SE4 är hela 79 procent (13 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal sjönk under oktober men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I oktober var det genomsnittliga priset 1 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,2 kr per kWh.

Figur 30 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med oktober 2022

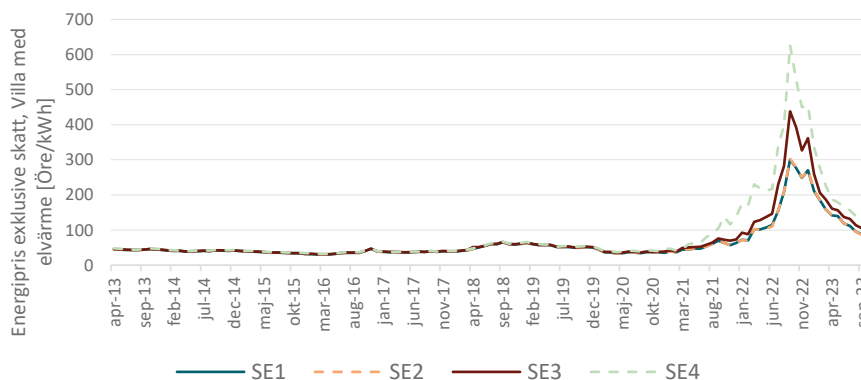


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 31 nedan redovisas utvecklingen av priserna för ett avtal med rörligt elhandelspris för en villa med elvärme i respektive elområde. Priserna har historiskt legat väldigt nära varandra men började från år 2020 att skilja sig mer åt där SE1 och SE2 oftast har lägre priser än SE3 och SE4.

¹³ 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 åren har många hushåll också vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen.

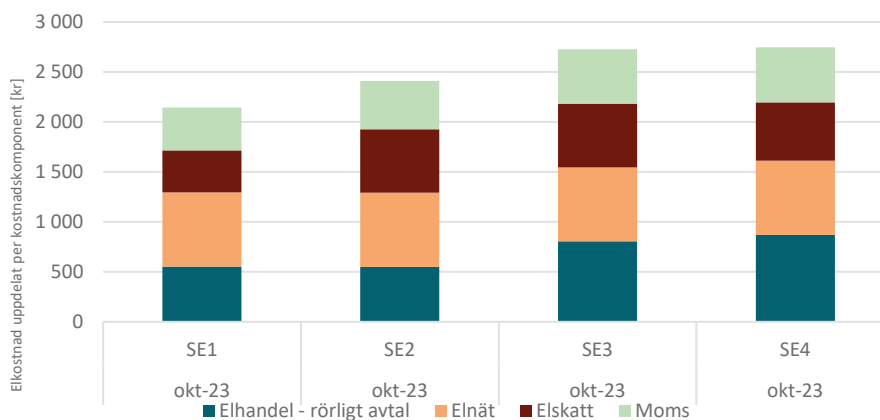
Figur 31 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med oktober 2022



Källa: SCB

I Figur 32 redovisas en uppskattning av den totala kostnaden för typkunden villa med elvärme i respektive elområde. I SE1 och SE2 uppgick den totala kostnaden till 2 100 kr respektive 2 400 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 2 700 kr.

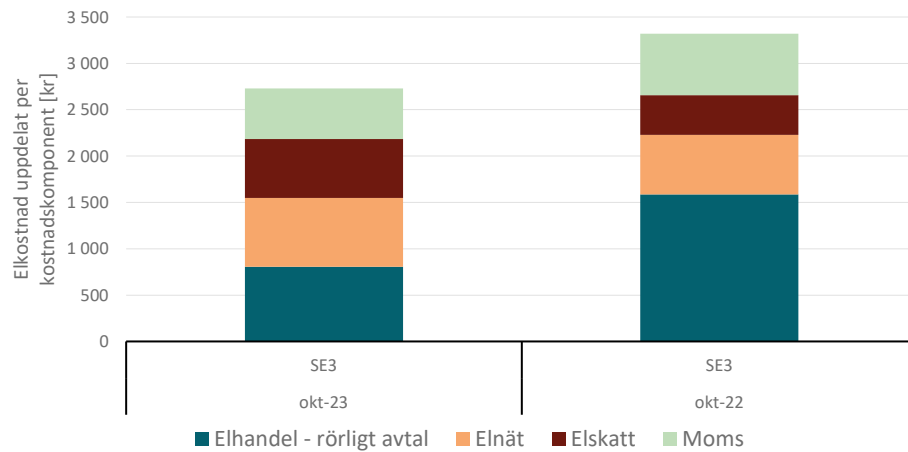
Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i september (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 1621 kWh i oktober) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 året har även många hushåll vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen vilket innebär att antagen förbrukning inte är lika representativ. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 har också reducerad elskatt.

För typkunden villa med elvärme i SE3 var kostnaden 600 kr lägre i jämfört med motsvarande månad 2022 under antagandet att konsumtionen var densamma. Viktigt att notera är att lika hög elanvändning antas i denna jämförelse.

Figur 33 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i oktober 2023 jämfört med motsvarande månad 2022 (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 1621 kWh i oktober). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.