

Nuläget på elmarknaden

April 2024

Publicerad 2024-05-07

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	11
2 Prispåverkande faktorer	14
2.1 Efterfrågan.....	14
2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år.....	15
2.3 Elproduktion.....	16
2.4 Hydrologi	21
2.5 Bränslepriser och CO2-priser.....	23
2.6 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland	25
2.7 Överföringsförbindelser och handel.....	26
2.8 Den ekonomiska utvecklingen	30
3 Finansiella marknaden och terminspriser	31
3.1 Terminspriser	31
3.2 Minskad handelsaktivitet	33
3.3 Systempriset och den ”nordiska marknaden”	33
3.4 Systemprisets användning som referens diskuteras	34
4 Slutkundspriser	35

Sammanfattning

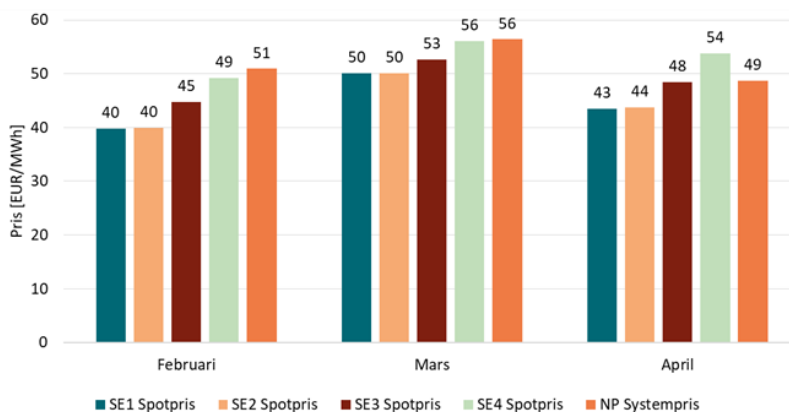
De genomsnittliga månadspriserna var lägre i samtliga elområden under april jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1.

Under april var det genomsnittliga priset 48 EUR/MWh i SE3 vilket är åtta procent lägre än priset i mars. I SE4 var priset 54 EUR/MWh i april vilket är fyra procent lägre än priset föregående månad. Priset är lägre än motsvarande månad 2022 och 2023 i både SE3 och SE4.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 43 respektive 44 EUR/MWh i april vilket är 13 procent lägre än föregående månad. Även här är elpriset i april lägre än under både 2022 och 2023.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 5 EUR/MWh i april då SE1/SE2 jämförs med SE3, något högre än under mars då skillnaden var 3 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 ökade till 10 EUR/MWh från att ha varit 6 EUR/MWh i mars. Systempriset var 49 EUR/MWh jämfört med 56 EUR/MWh i mars.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i februari–april 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under april i SE4 inträffade under måndagen den 29 april kl. 20–21 då priset var 205 EUR/MWh. I SE3 nåddes högsta timpriset 181 EUR/MWh tisdagen den 23 april kl. 07–08. Torsdagen den 18 april mellan kl. 07–08 var priset som högst 156 EUR/MWh i SE1/SE2 och under samma timme var systempriset som högst 138 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset -32 EUR/MWh i SE1-3 under lördagen den 13 april kl. 15–16. Samma timme nådde systempriset sitt lägsta -4 EUR/MWh. Dagen efter, den 14 april, mellan kl. 14–15 når SE4 det lägsta timpriset på -54 EUR/MWh.

Under april noteras 42 timmar med negativa elpriser i SE1 och 41 timmar i SE2 och SE3. Flest timmar har SE4 med 53 timmar. Timmarna inträffade under eller i närheten av vecka 15 med undantag för SE4 som dessutom har negativa elpriser den 28 april. Under årets första fyra månader har antalet timmar med negativa elpriser varit mellan 86–110 i Sveriges elområden.

I slutet av april handlas kontrakt för kommande år för 44 EUR/MWh. Under april 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för drygt 44 EUR/MWh den 16 april och som lägst för 38 EUR/MWh den 3 april.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Efterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till 32 TWh i april (vilket var knappt 4 TWh lägre än föregående månad). April var varmare än mars vilket minskar behovet av uppvärmning och därmed efterfrågan på el.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 33,8 TWh under april (4,7 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 7,1 TWh (0,1 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 12,9 TWh (2,1 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 2,8 TWh (0,1 TWh högre än föregående månad). De årliga revisionerna har inletts i några av reaktorerna.
- **Hydrologi:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden är något bättre i slutet av april och uppgick vecka 17 till -3,5 TWh jämfört med -4,3 TWh i slutet av mars. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 23 procent vilket är fem procentenheter under normalen för vecka 17.
- **Högre pris på kol, naturgas och utsläppsrätter under april:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (leverans nästa månad) var i april 29 EUR/MWh (+2 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 114 USD/ton (+2 USD/ton) och utsläppsrätter var priset 66 EUR/ton (+6 EUR/ton).
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (mars 2024) att Sverige befinner sig i en lågkonjunktur sedan ett år tillbaka. De skriver vidare att det finns mycket som tyder på att lågkonjunkturen bottenar i år och att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt.

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 \(energimyndigheten.se\)](#)

Energimyndigheten sammanställer även marknads- och nulägesrapporter om utvecklingen på de globala energimarknaderna för olja, naturgas, kol och utsläppsrätter samt biodrivmedel och fasta biobränslen. De publiceras här och går även att prenumerera på: [Prenumerera på marknads- och nulägesrapporter \(energimyndigheten.se\)](#)

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 april var det genomsnittliga priset 48 EUR/MWh i SE3 vilket är lägre än priset i mars då det var 53 EUR/MWh. Utifrån Figur 2 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för april i SE3 är lägre än under 2022 och 2023 då det var 86 respektive 61 EUR/MWh.

I SE4 var priset 54 EUR/MWh i april vilket är lägre än i mars då det var 56 EUR/MWh. Elpriset är lägre än det var under april 2022 och 2023 då priset var 110 respektive 65 EUR/MWh.

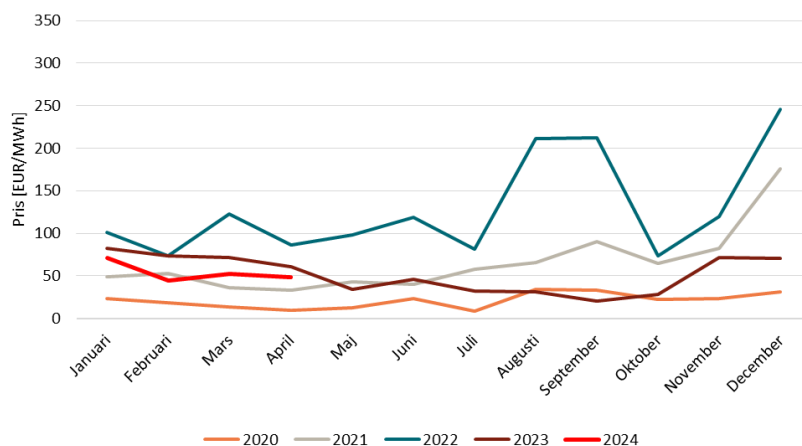
Månadsmedelpriset i SE1/SE2 var 43 EUR/MWh i april vilket även det är lägre än under mars då det var 50 EUR/MWh. Under april 2023 och 2022 var priset 51 respektive 59 EUR/MWh.

Elanvändningen var lägre i april på grund av högre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Högre genomsnittstemperaturer innebär i regel ett minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan

på el för uppvärmning. Elproduktionen var lägre jämfört med föregående månad, med undantag för vindkraft som producerade något mer. De årliga revisionerna har inletts i några reaktorer varför produktionen är lägre för kärnkraft.

Det genomsnittliga månadspriset på naturgas, kol och utsläppsrätter var högre jämfört med föregående månad. I takt med att uppvärmningsbehovet minskar så blir i regel också naturgas prissättande färre timmar. Detta och fler faktorer utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

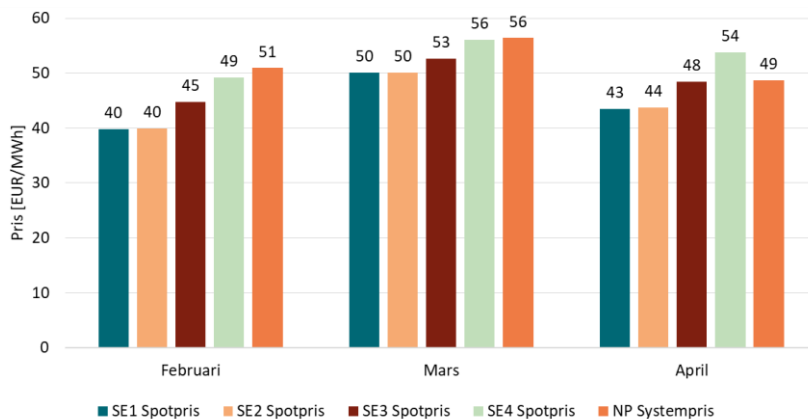
Figur 2 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till april 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna var lägre i samtliga elområden under april jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 3. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 5 EUR/MWh i april då SE1/SE2 jämförs med SE3, något högre än under mars då skillnaden var 3 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 ökade till 10 EUR/MWh från att ha varit 6 EUR/MWh i mars. Systempriset var 49 EUR/MWh jämfört med 56 EUR/MWh i mars.

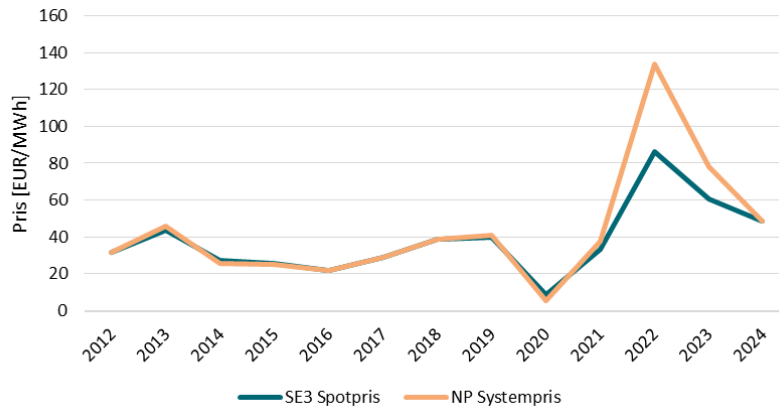
Figur 3 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i februari-april 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för april i SE3 har följt systempriset väl under perioden 2012 till 2021 men under 2022 och 2023 låg SE3 under systempriset för aktuell månad. Månadsmedelpriset i SE3 är 0,2 EUR/MWh lägre än systempriset i april 2024.

Figur 4 Månadsmedelpris spot för april i SE3 och systempriset sedan 2012, EUR/MWh



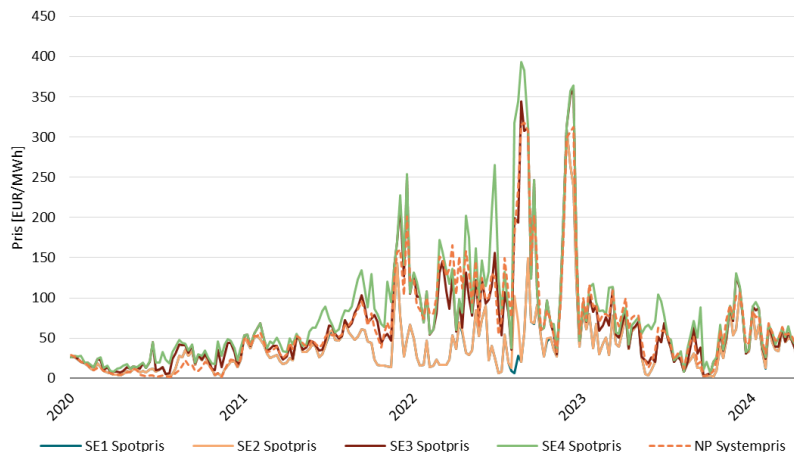
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Veckogenomsnitt

Under veckorna 14–17 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 17 för SE1 och SE2 då priset var 69 respektive 70 EUR/MWh. Det lägsta spotpriset inträffade vecka 15 då det var 17 EUR/MWh.

Även för SE3 och SE4 var motsvarande spotpriser som högst vecka 17 då det var 81 EUR/MWh i SE3 och därmed något högre än i SE4 där priset var 79 EUR/MWh. Vecka 15 var det veckogenomsnittliga spotpriset som lägst med 18 EUR/MWh i SE3 och 21 EUR/MWh SE4. Även systempriset nådde högsta priset under vecka 17 då det var 70 EUR/MWh och som lägst 26 EUR/MWh under vecka 15.

Figur 5 Veckopriser fram till vecka 17 2024, EUR/MWh

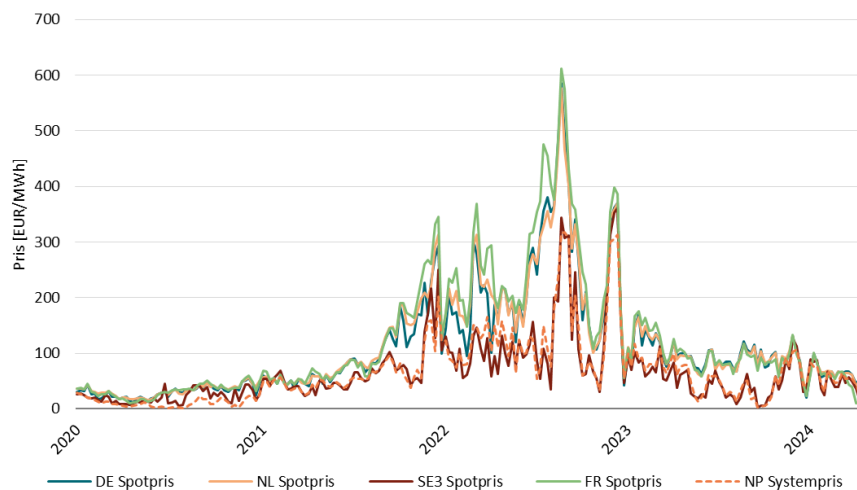


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 6 nedan redovisas genomsnittligt veckospotpriset för Nord Pool (system), SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 14–17 för noteras vecka 17 då det uppgick till 78 EUR/MWh i Tyskland, 74 EUR/MWh i Nederländerna och 60 EUR/MWh i Frankrike. Samma vecka var det genomsnittliga elpriset som högst i SE3 då det var 81 EUR/MWh.

Vecka 14 bjöd på det lägsta genomsnittliga spotpriset 45 EUR/MWh i Tyskland, 41 EUR/MWh i Nederländerna medan det var 10 EUR/MWh i Frankrike. Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten än i SE3, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas började stiga men närmare varandra senaste månaderna.

Figur 6 Spotpriser per vecka för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 17 2024, EUR/MWh



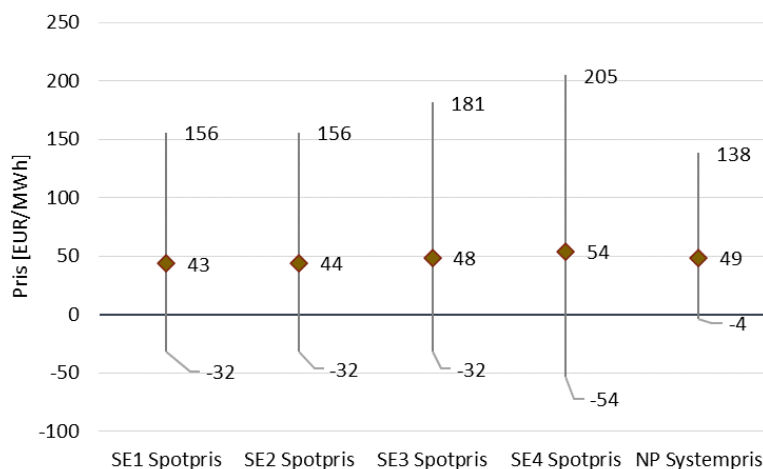
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.3 Timpriser

Det högsta timpriset under april i SE4 inträffade under måndagen den 29 april kl. 20–21 då priset var 205 EUR/MWh och samma som i Danmark. I SE3 nåddes högsta timpriset 181 EUR/MWh tisdagen den 23 april kl. 07–08. Torsdagen den 18 april mellan kl. 07–08 var priset som högst 156 EUR/MWh i SE1/SE2 och under samma timme var systempriset som högst 138 EUR/MWh, vilket ses i Figur 7.

Som lägst var elpriset -32 EUR/MWh i SE1-3 under lördagen den 13 april kl. 15–16. Samma timme nådde systempriset sitt lägsta -4 EUR/MWh. Dagen efter, den 14 april, mellan kl. 14–15 når SE4 det lägsta timpriset på -54 EUR/MWh.

Figur 7 Högsta-, lägsta- och medeltimpris i SE1–SE4 samt för systempriset i april, EUR/MWh

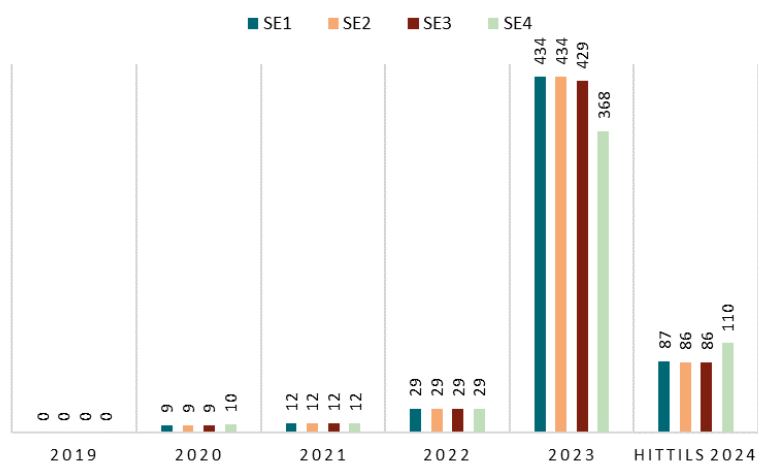


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 8 ses hur antalet timmar med negativa elpriser steg kraftigt under 2023 i Sverige. Under årets första fyra månader har antalet timmar med negativa elpriser varit mellan 86–110 i Sveriges elområden. Under april noteras 42 timmar med negativa elpriser i SE1 och 41 timmar i SE2 och SE3. Flest timmar har SE4 med 53 timmar. Timmarna inträffade under eller i närheten av vecka 15 med undantag för SE4 som dessutom har negativa elpriser den 28 april.

Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökar beror i hög grad på ett ökande inslag av förnybara kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Det i kombination med att traditionella termiska produktionsanläggningar ofta har kostnader för att starta och stoppa produktionen vilket gör att de hellre bjuder ut sin produktion till negativt pris än att avbryta sin produktion. Olika former av stödsystem och intäkter från ursprungsgarantier bidrar också till ovilja att dra ned produktion trots negativa spotpriser. Tillfällena med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg (kvällar och helger) och produktionen från den förnybara kapaciteten är hög. Då efterfrågan under stora delar av 2023 har varit lägre än tidigare har situationerna då negativa priser uppkommer blivit fler.

Figur 8 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2024 (t.o.m. april)



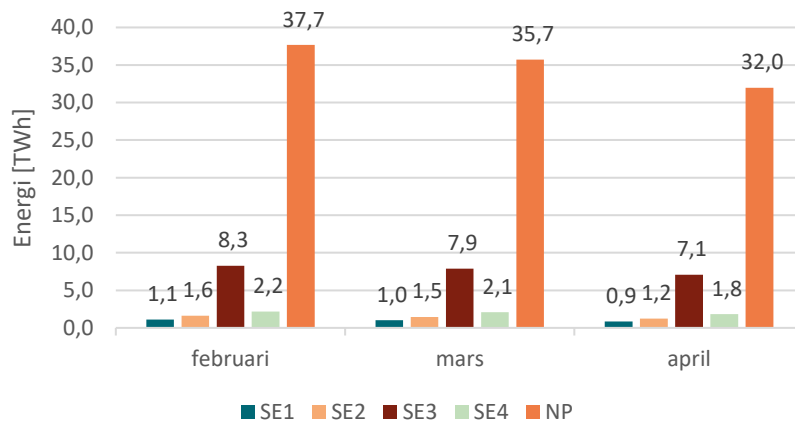
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till 32 TWh i april (vilket var knappt 4 TWh lägre än föregående månad). April var varmare än mars vilket minskade behovet av uppvärmning därmed efterfrågan på el.

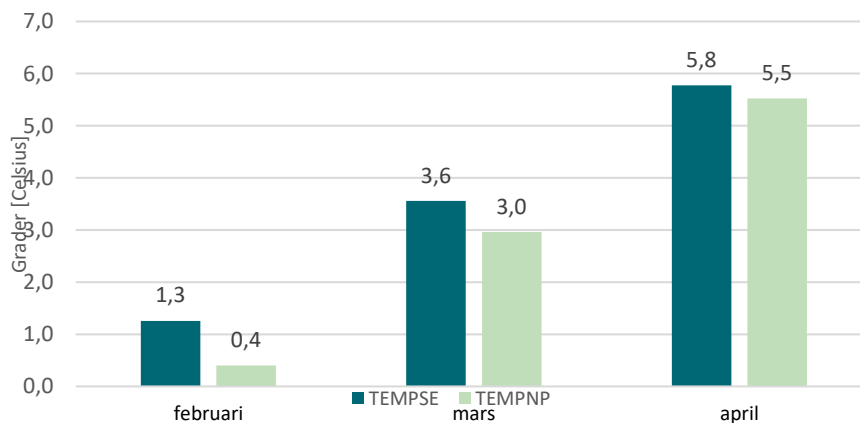
Figur 9 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



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

I Figur 10 syns att den faktiska genomsnittstemperaturen i april, jämfört med föregående månad, var högre 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 10 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Nord Pool (TEMPNP)

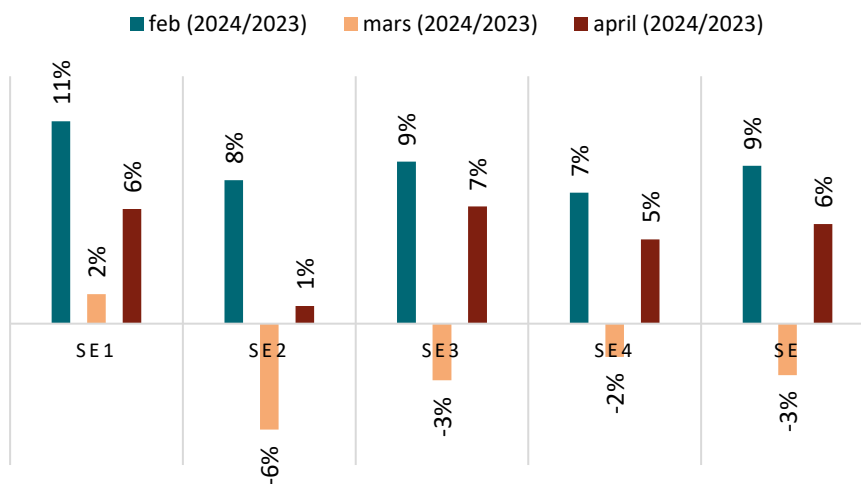


Källa: SKM Market Predictor

2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i april 2024 med sex procent jämfört med samma månad 2023 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av april 2024 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. Både genomsnittstemperaturen och elpriserna var lägre än föregående år.

Figur 11 Förändring av den *faktiska* elanvändningen jämfört med samma månad föregående år, procent



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av april 2024

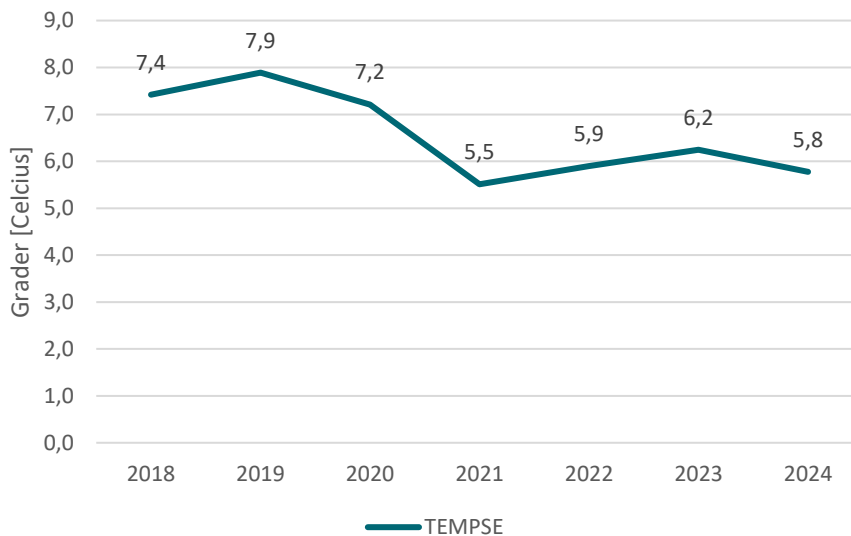
I Figur 12 redovisas hur utvecklingen av elanvändningen sett ut i respektive elområde för mars sedan 2018. Elanvändningen ökade i samtliga elområden jämfört med föregående år.

Figur 12 Faktisk elanvändning i april månad för respektive elområde, GWh



Källa: eSett (Svenska kraftnät) Not: preliminär data för delar av april 2024

Figur 13 Genomsnittstemperatur i Sverige för april månad



Källa: SKM Market Predictor

2.3 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 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 **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 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
Värmekraft	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, nästa publicering i juni 2024.

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige. Störst är kapaciteten i SE3 där den uppgår till 19 000 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2022 för elområden i Sverige, MW

	SE1 2021	SE2 2021	SE3 2021	SE4 2021
Vattenkraft	5 357	8 082	2 642	318
Vind	2 872	5 969	3 254	2 183
Sol	18	109	1 549	691
Kärnkraft			6 901	
Värmekraft	246	778	4 707	2 071
Totalt	8 493	14 938	19 053	5 263

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under april har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 78,4 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2012–2023. Både Oskarshamn 3 och Forsmark 2 har haft sin årliga revision under delar av april. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 62,0 procent vilket beror på att Olkiluoto 3 har revision som pågår till 10 maj. Detta redovisas i Tabell 3 nedan.

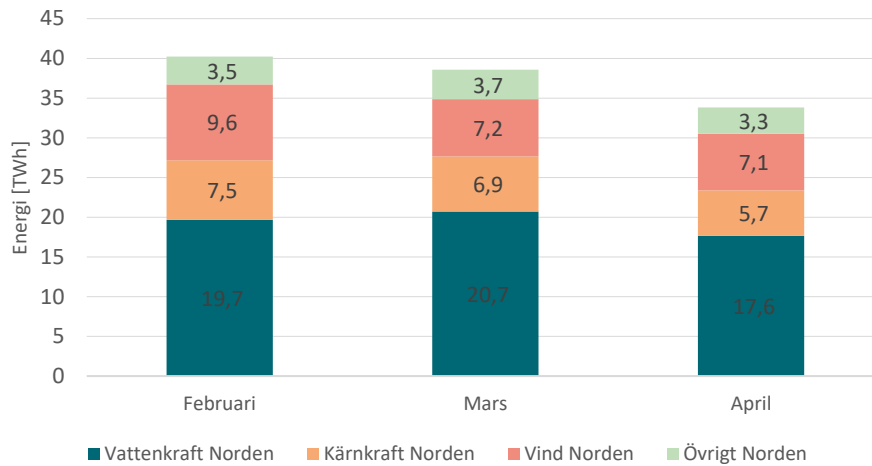
Tabell 3 Status 2023-05-02 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under april

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2012–2023	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	94%	1 juli -27 juli 2024
Forsmark 2	I drift	68%	765	1 120	97%	21 april - 18 maj 2024
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	90%	1 sept - 18 okt 2024
Oskarshamn 3	I drift	19%	270	1 400	88%	6 april - 6 maj 2024
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	92%	15 maj - 29 juni 2024
Ringhals 4	I drift	100%	1 130	1 130	97%	15 aug -13 sept 2024
Loviisa 1	I drift	100%	507	507	99,9%	31 aug - 30 sept 2024
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	99,9%	4 aug - 25 aug 2024
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	87,6%	12 maj - 28 maj 2024
Olkiluoto 2	I drift	92%	822	890	97,2%	28 april - 7 maj 2024
Olkiluoto 3	I drift	0%	0	1 600		2 mars - 10 maj 2024
Norden		83,9%	8 118	9 670	93,3%	
Sverige		78,4%	5 397	6 881	92,5%	
Finland		62,0%	2 721	4 389	95,7%	

Källa: SKM Market Predictor

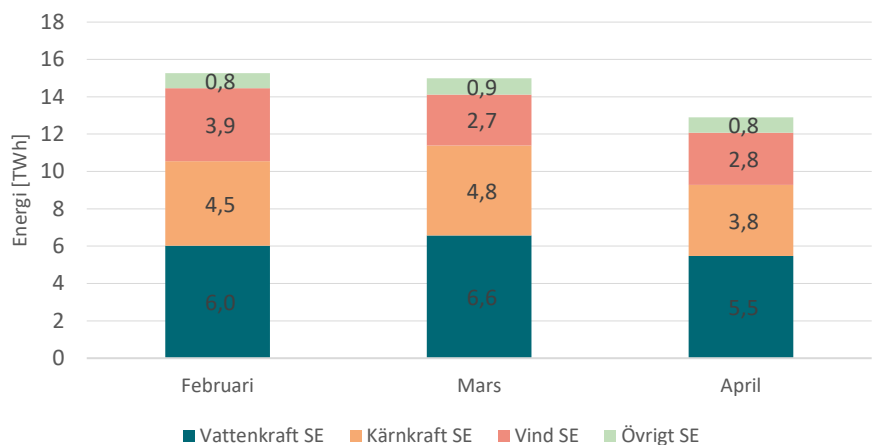
På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 33,8 TWh under april (4,7 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 7,1 TWh (0,1 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 12,9 TWh (2,1 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 2,8 TWh (0,1 TWh högre än föregående månad). Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

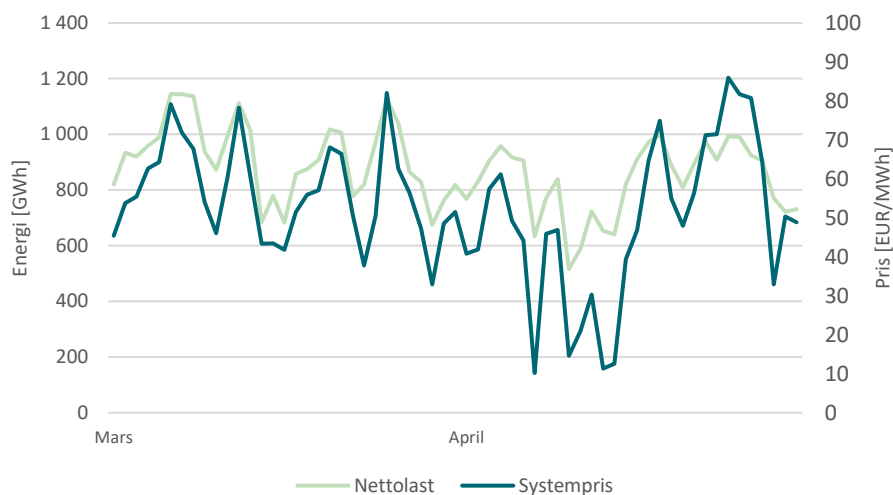


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 16 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 16 Nettolast i Norden och systempris per dag under mars 2024 och april 2024, GWh

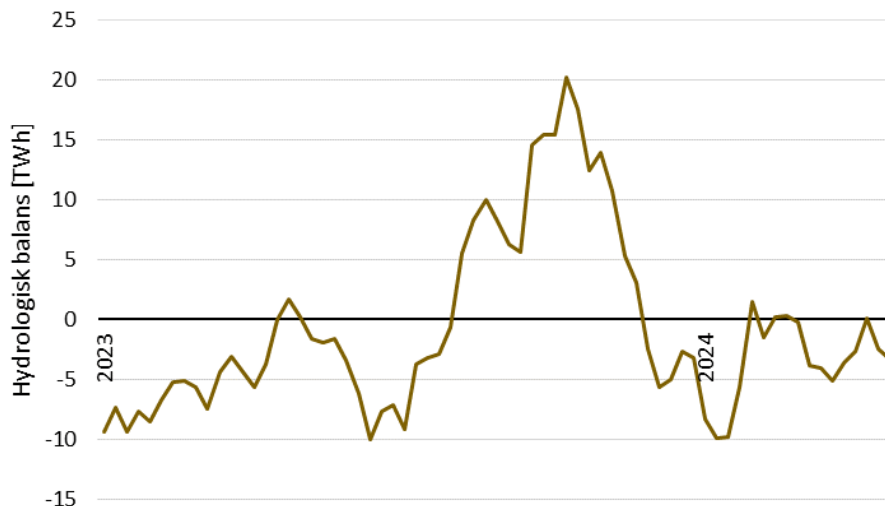


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.4 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen¹ i Norden var -3,5 TWh vecka 17, en liten minskning från vecka 16, se Figur 17. Månaden innan (vecka 12) avslutades på -4,3 TWh.

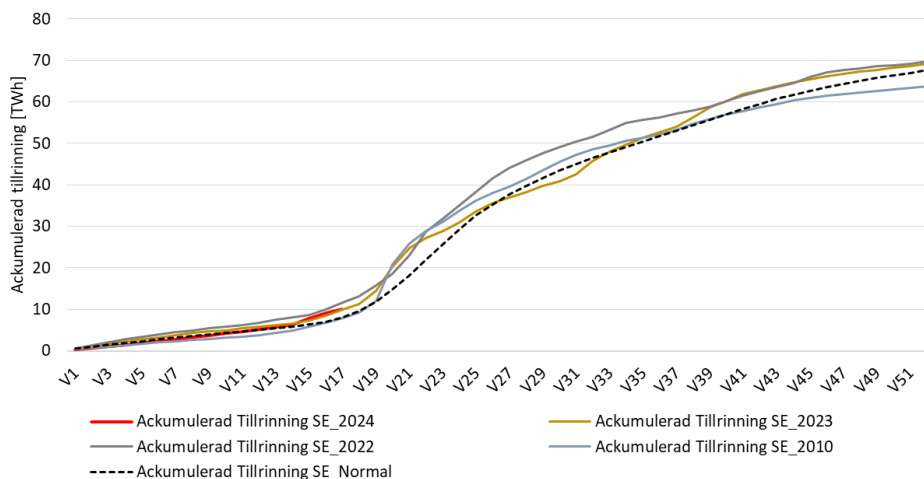
Figur 17 Hydrologisk balans i Norden 2023 till vecka 17 2024, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–17 år 2024 samt för några historiska år. För vecka 14–17 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,1 TWh/vecka i Sverige vilket är över normal tillrinning för den perioden som är 0,6 TWh/vecka.

Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh

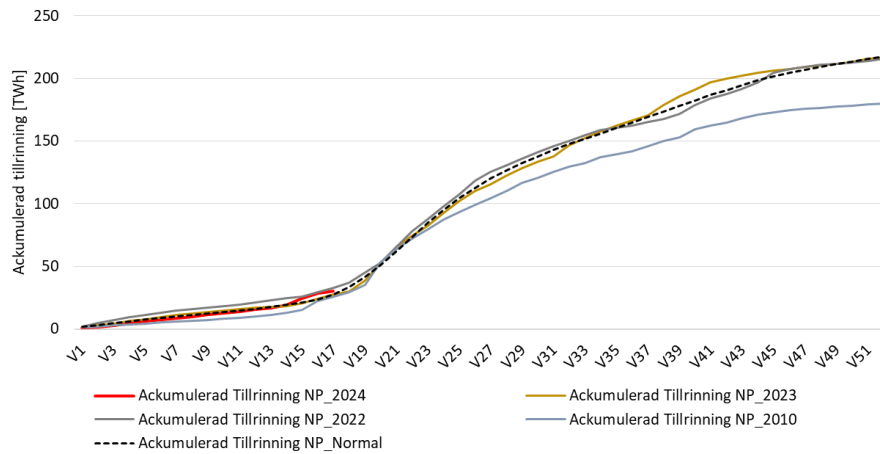


Källa: SKM Market Predictor

¹ Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation.

För Norden som helhet uppgick under vecka 14–17 den genomsnittliga tillrinningen till 3,4 TWh vilket är högre än normal tillrinning som är 2,5 TWh för perioden. Ackumulerad tillrinning hittills i år redovisas i Figur 19.

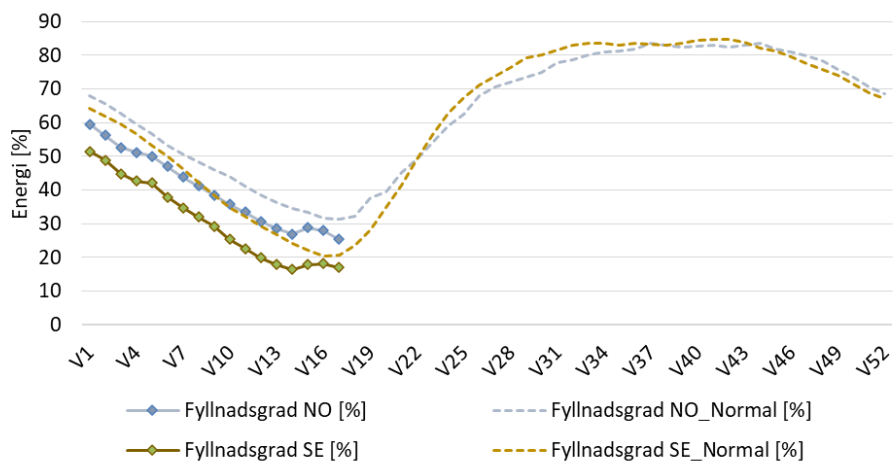
Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 17 procent vecka 17 vilket är under normalen² som är 21 procent³. I Norge var fyllnadsgraden 25 procent samma vecka vilket även det är en bit under normalen som är 31 procent⁴ för aktuell vecka. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 23 procent vilket är fem procentenheter under normalen för vecka 17.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

² Normalårsnivån för Sverige baseras på medianvärdet för åren 1960–2011 och för Norge åren 2000–2019.

³ 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.

⁴ Enligt NVE så är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

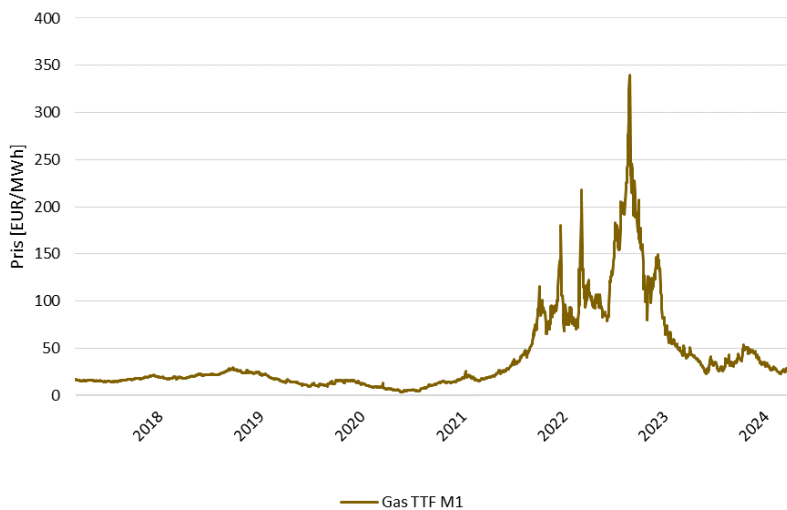
2.5 Bränslepriser och CO2-priser

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 \(energimyndigheten.se\)](#).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden steg något för april och blev 29 EUR/MWh från att varit 27 EUR/MWh månaden innan för TTF M1 (leverans nästa månad), se Figur 24. Månadens lägsta dagspris var 26 EUR/MWh och inträffade den 3 april. Därefter steg priset på motsvarande kontrakt för att nå det högsta 33 EUR/MWh den 16 april.

Under den senaste tiden har priserna på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden varit volatila och påverkats av utvecklingen i Mellanöstern och en oro för eskalering vilket påverkat priserna uppåt. Priserna påverkas även av faktorer som att Europa ser nu ut att kunna avsluta uppvärmningssäsongen med höga gaslagernivåer, god tillgång på LNG och relativt låg efterfrågan.

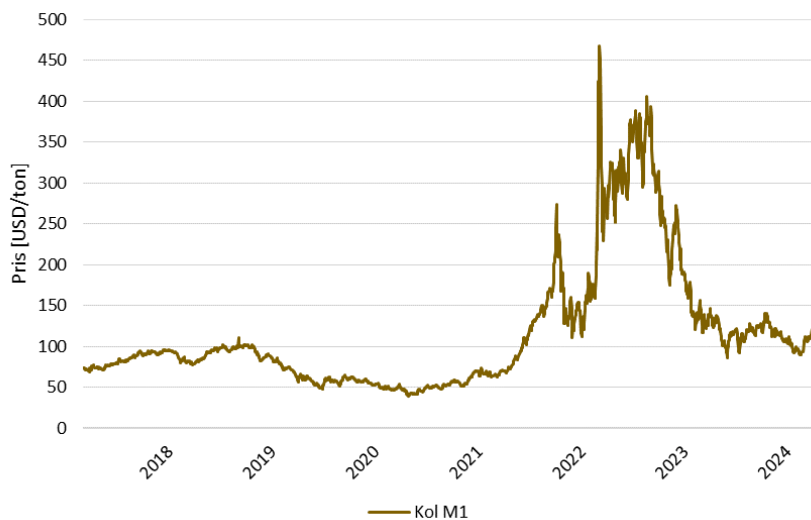
Figur 21 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 114 USD/ton under april vilket är 2 USD/ton högre än föregående månad. Den 15 april var dagspriset 121 USD/ton vilket blev månadens högsta notering. Därefter sjönk priset för att nå månadens lägsta notering på 101 USD/ton den 29 april. Det europeiska kolpriset steg något efter broraset i Baltimore den 26 mars, som fått påverkan på betydande delar av USA:s kolenexport. Priset hålls uppe av faktorer kopplade framför allt till den geopolitiska osäkerheten, där kolpriset huvudsakligen påverkas indirekt via gaspriset.

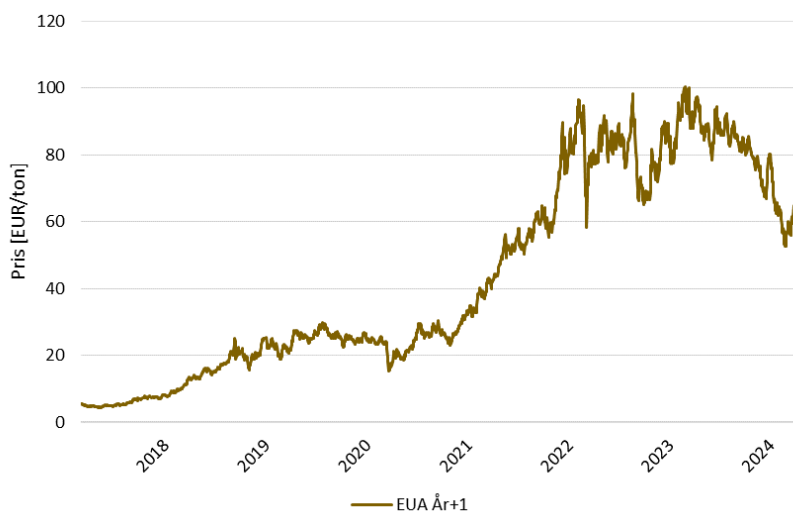
Figur 22 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 66 EUR/ton under april och därmed 6 EUR/ton högre än föregående månad. Månadens lägsta dagspris inträffar den 3 april då det var 58 EUR/ton. Därefter steg priset för att nå det högsta dagspriset på 74 EUR/ton den 16 april. Utsläppsrättsmarknaden är emellertid fortsatt starkt påverkat av utvecklingen på gasmarknaden och utsläppsrättspriset rör sig i hög grad i linje med gaspriset.

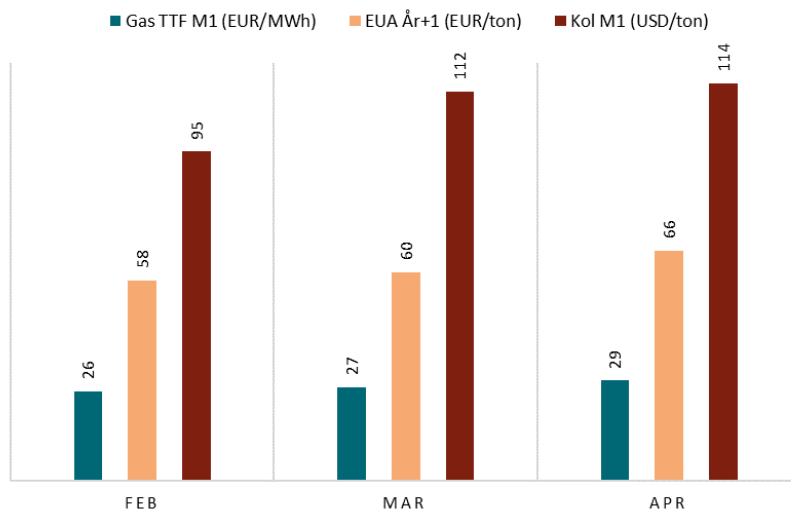
Figur 23 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

I jämförelse med mars är det genomsnittliga månadspriset på naturgas, utsläppsrätter och kol högre under april.

Figur 24 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under februari-april 2024



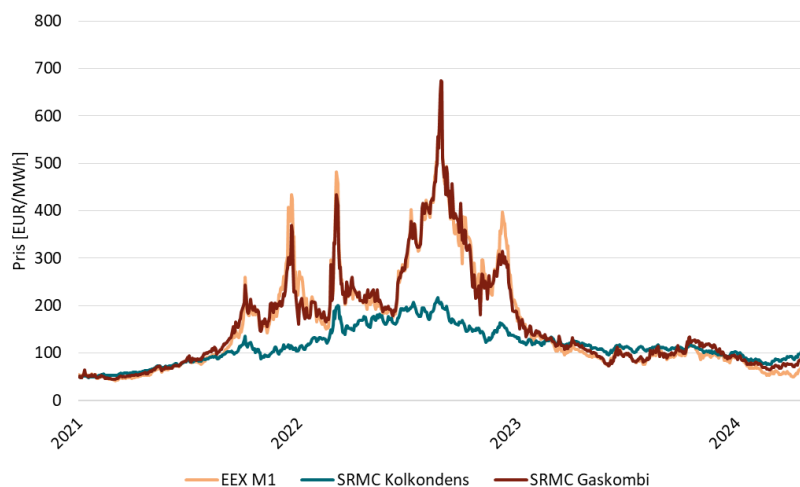
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

2.6 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 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 25 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 sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och kolkondens är högre i april jämfört med i mars. För gaskombi är kostnaden 80 EUR/MWh vilket är en ökning med 6 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 94 EUR/MWh, en ökning med 6 EUR/MWh. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna på naturgas, kol och utsläppsrätter som alla var högre i april.

Figur 25 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.

2.7 Överföringsförbindelser och handel

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

⁵ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Tabell 4 Installerad kapacitet samt tillgänglighet för transmission inom Sverige och mellan Sverige och dess handelsländer, april 2024

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	75%	87%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	99%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	78%	83%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	69%	73%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	74%	87%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	60%	76%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	98%	93%
SE4	DK2	Øresund	1 300	100%	83%
DK2	SE4	Øresund	1 700	100%	76%
SE1	FI	-	1 500	100%	90%
FI	SE1	-	1 100	92%	92%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	88%	96%
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	21%	36%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	28%	78%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	28%	61%
SE2	NO4	-	300	78%	69%
NO4	SE2	-	250	71%	51%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	70%	61%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	79%	91%
SE3	NO1	Hasle	2 095	68%	74%
NO1	SE3	Hasle	2 145	55%	77%
SE4	DE	Baltic cable	615	94%	92%
DE	SE4	Baltic cable	600	94%	77%
SE4	LT	NordBalt	700	98%	95%
LT	SE4	NordBalt	700	91%	97%
SE4	PL	SwePol-link	600	99%	93%
PL	SE4	SwePol-link	600	100%	97%

Källa: SKM Market Predictor

Tabell 5 Installerad kapacitet samt tillgänglighet transmission mellan de nordiska länderna och icke-nordiska, januari 2024

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
DK1	DE	2 500	86%	78%
DE	DK1	2 500	90%	90%
DK2	DE	985	41%	76%
DE	DK2	1 000	75%	83%
FI	RU	320	0%	75%
RU	FI	1 460	0%	65%
FI	EE	1 016	35%	96%
EE	FI	1 016	35%	96%
NO2	NL	723	83%	87%
NL	NO2	723	86%	84%
NO2	DE	1 400	100%	65%
DE	NO2	1 400	100%	88%
NO2	UK	1 400	100%	69%
UK	NO2	1 400	96%	68%

Källa: SKM Market Predictor

Det pågår många projekt för att förstärka och förnya transmissionsnät inom Sverige och några till och från Norden.⁶ Några av de aktuella projekten mellan länder inom Norden och med länder är:

- *Viking Link* är världens längsta överföringsförbindelsen under vatten som går mellan Danmark (DK1) och Storbritannien. Kapaciteten uppgår till 1 400 MW i båda riktningarna och ägs av ländernas respektive stamnätsoperatörer, Energinet och National Grid. Togs i kommersiell drift den 29 december 2023.
- *Hansa PowerBridge* planeras mellan SE4 (Hurva station) och Tyskland (Güstrow). Kapaciteten uppgår till 700 MW i båda riktningarna. Svenska kraftnät och 50 Hertz beslutade tidigare att avbryta upphandlingen men arbetet har nu återupptagits igen. Datum för driftstart är inte satt ännu men upphandling av HVDC-förbindelsen med stationer kommer preliminärt att ske under 2024–2025, förutsatt att koncession beviljas.
- *Aurora Line* kommer att byggas mellan SE1 och Finland av Svenska kraftnät och Finlands stamnätsoperatör Fingrid. När förbindelsen är i drift ökar kapaciteten med 2 000 MW i båda riktningarna. Regeringen beviljade koncession i oktober 2023 och planerad driftstart är 2025.

⁶ De projekt som går inom, till och från Sverige finns beskrivna hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätsprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Nettoexporten från Sverige uppgick till 2,2 TWh under april, vilket var lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 17 som senaste vecka uppgick till 27,6 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2023 vilken uppgick till 33,0 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 36,0 TWh respektive 35,2 TWh nettoexport. Finland utgör den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis. Under 2023 hade Sverige nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december. Antalet timmar kan jämföras med 201 timmar under 2022.

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

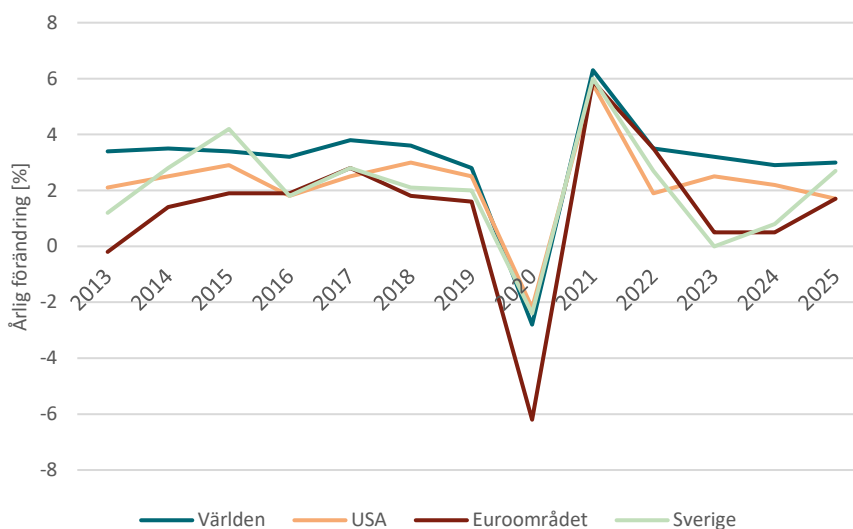
Exportörande region	Importerande region	2024 april	2024 mars	2024 v. 17, 52 veckors rullande summa	2023 v. 17, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,6	-0,6	-4,6	-8,8
SE3	FI	-0,3	-0,5	-3,7	-5,3
SE3	DK1	0,0	-0,2	-1,6	-1,9
SE4	DK2	-0,4	-0,5	-5,3	-5,3
SE1	NO4	0,0	0,1	0,7	2,7
SE2	NO4	0,0	0,0	0,2	0,6
SE2	NO3	-0,1	-0,2	-1,0	0,5
SE3	NO1	-0,2	-0,2	-1,6	-3,6
SE4	DE	-0,1	-0,2	-2,4	-3,0
SE4	PL	-0,2	-0,3	-3,2	-3,9
SE4	LT	-0,3	-0,4	-5,1	-4,9
DK1	NL	0,1	0,0	-0,4	-1,0
DK1	DE	-0,2	-0,3	-2,8	-4,4
DK2	DE	-0,1	-0,3	-1,9	-2,6
NO2	NL	-0,1	-0,2	-1,9	-1,3
NO2	DE	-0,4	-0,4	-4,6	-4,1
NO2	UK	-0,6	-0,8	-8,2	-3,9
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	0,3
FI	EE	-0,1	-0,1	-5,6	-6,3
Nettoexport	Sverige	-2,2	-2,9	-27,6	-33,0
Nettoexport	Norden	-2,1	-3,0	-36,0	-35,2

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 (mars 2024) att Sverige befinner sig i en lågkonjunktur sedan ett år tillbaka. De skriver vidare att det finns mycket som tyder på att lågkonjunkturen bottnar i år och att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt.

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 (framför allt så kallade futures, men även forwards) som definieras för olika löptider och tidsperioder, till exempel kontrakt som täcker en specifik månad, ett kvartal eller ett år. En köpare av en future förbinder sig att betala ett visst pris för en bestämd energivolym under kontraktets löptid. Säljaren förbinder sig på samma sätt att sälja motsvarande energivolym till samma pris. Kontrakten som används i Norden innebär dock inte att någon fysisk leverans av energi sker mellan parterna. 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 Commodities⁷, men även den största börsen i Europa (EEX⁸) 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.

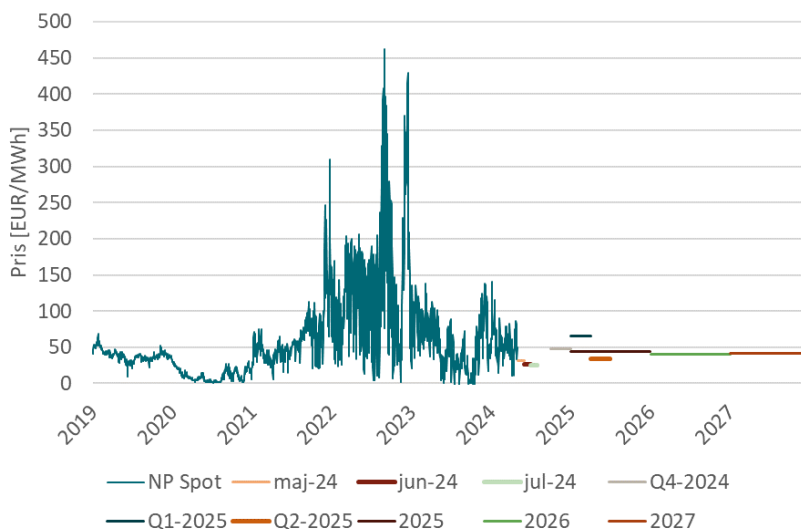
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för maj 2024 (frontmånad) stängde på 31 EUR/MWh den 30 april. Priserna på årskontrakten för Norden 2025 och 2026 stängde på 44 EUR/MWh respektive 40 EUR/MWh i slutet på april. 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.

⁷ [European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq](#)

⁸ [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#)

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

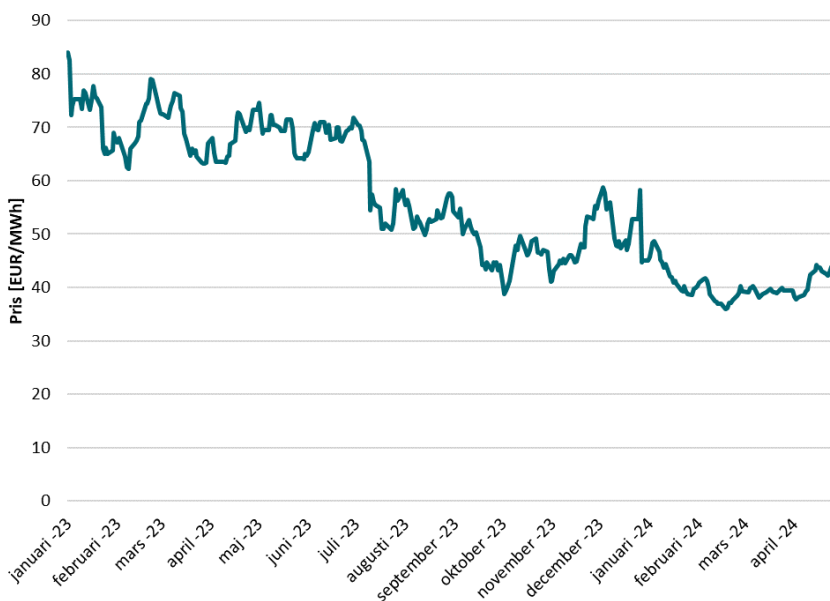


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-04-30

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av april handlas kontrakt för kommande år för 44 EUR/MWh. Under april 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för drygt 44 EUR/MWh den 16 april och som lägst för 38 EUR/MWh den 3 april.

Vid inledningen av 2023 handlades samma kontrakt på sitt högsta pris 84 EUR/MWh.

Figur 28 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år (2025), EUR/MWh

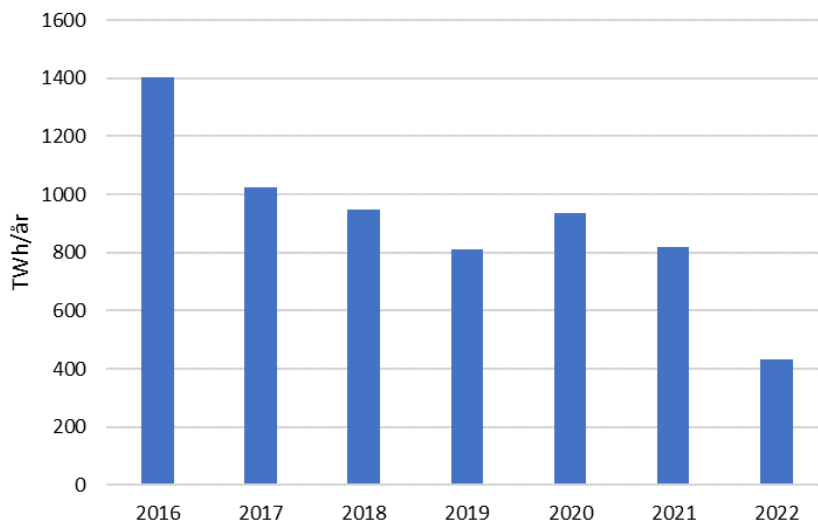


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-04-30

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 genomsnittspris⁹.

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

⁹ 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.

full säkerhet vilket pris deras kommande inköp/försäljning av el skulle få i en viss del av Norden.

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 Europeiska kommissionen. 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.

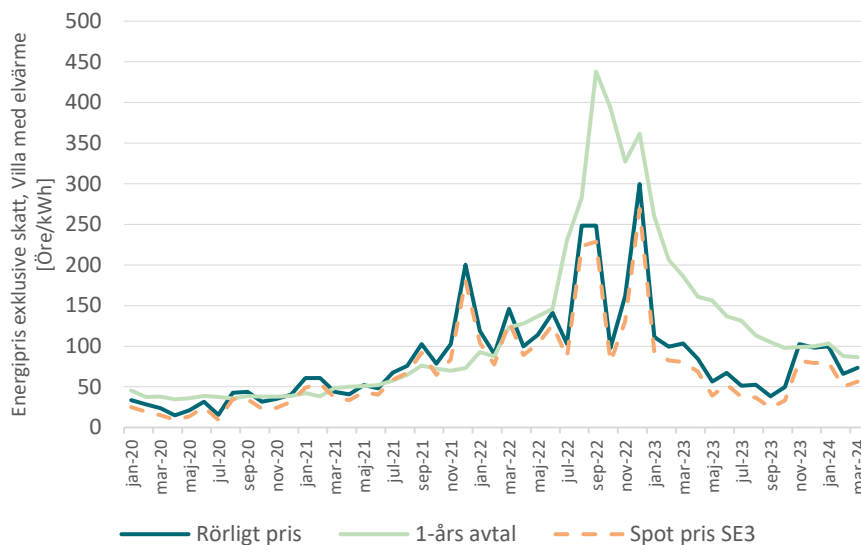
I månadsskiftet mars/april införde EEX ändå nordiska zon-kontrakt där aktörer kan prissäkra sina volymer i ett elområde utan att systempriset används som referens. Detta sätt liknar i högre grad hur det ser ut på andra håll i Europa. Det finns också kritik mot de nya zon-kontrakten då det riskerar att sprida likviditeten på den finansiella marknaden ytterligare med ännu mindre handelsvolymer per marknad.

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 SE3 för typkunden villa med elvärme¹⁰. 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 69 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 78 procent (12 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal sjönk under mars men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I mars var det genomsnittliga priset (exklusive elskatt) 0,9 kr per kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1,0 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 mars 2024

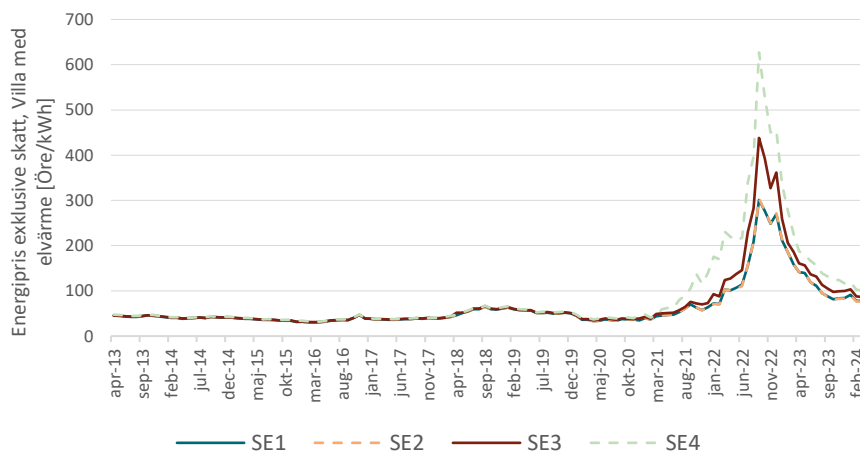


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

¹⁰ 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.

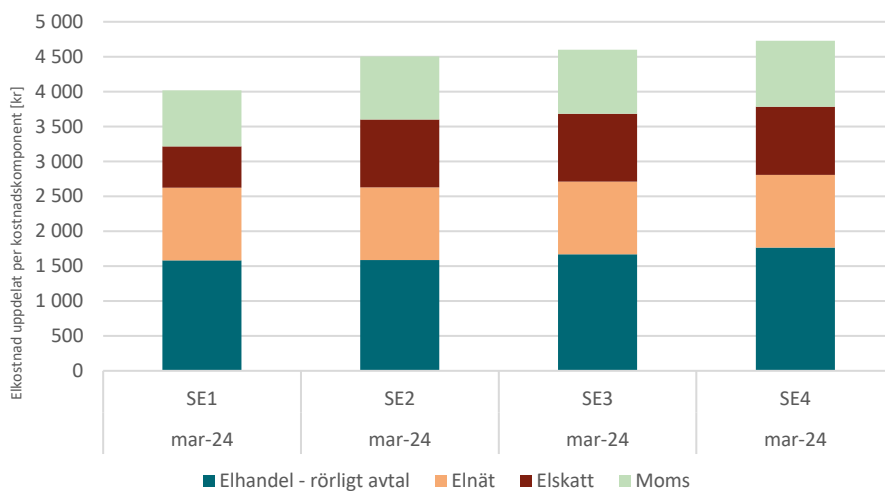
Figur 31 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med mars 2024



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 4 000 kr respektive 4 500 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 4 600 kr respektive 4 700 kr.

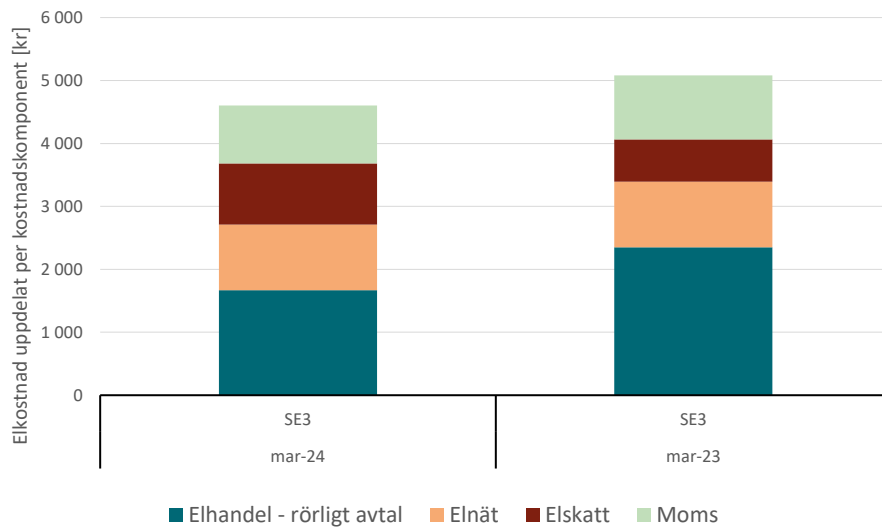
Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 273 kWh mars) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 antagits 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 500 kr lägre i jämfört med motsvarande månad föregående år under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 33 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad föregående år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 2 273 kWh mars). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.