

Nuläget på elmarknaden

Februari 2024

Publicerad 2024-03-07

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	12
2 Prispåverkande faktorer	14
2.1 Efterfrågan.....	14
2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år.....	15
2.3 Elproduktion.....	16
2.4 Hydrologi	20
2.5 Bränslepriser och CO2-priser.....	22
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

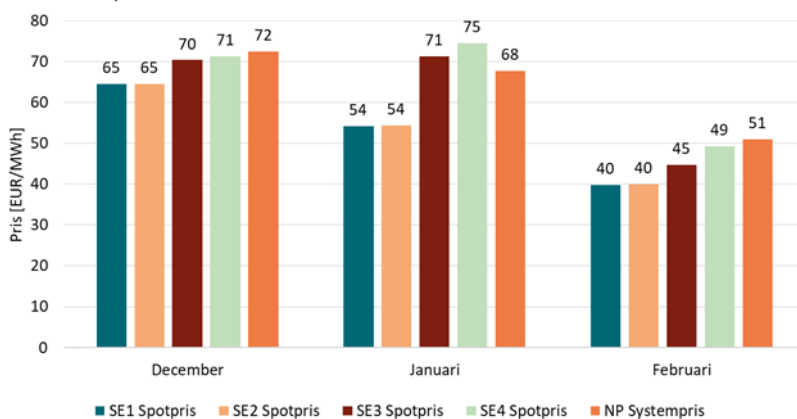
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna var lägre i samtliga elområden under februari jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. Under februari var det genomsnittliga priset 45 EUR/MWh i SE3 vilket är hela 26 EUR/MWh lägre än priset i januari. I SE4 var priset 49 EUR/MWh i februari vilket även det är 26 EUR/MWh lägre än priset föregående månad. Priset är lägre än motsvarande månad 2021–2023 i både SE3 och SE4.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 40 EUR/MWh i februari vilket är 14 EUR/MWh lägre än månaden innan. Det är också lägre än under februari 2023 då det var 46 EUR/MWh men högre än i februari 2022 då priset var 25 EUR/MWh.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 5 EUR/MWh i februari då SE1/SE2 jämförs med SE3, betydligt lägre än under januari då skillnaden var 17 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 minskade till 9 EUR/MWh från att ha varit 20 EUR/MWh i januari. Systempriset var 51 EUR/MWh vilket är 17 EUR/MWh lägre än under januari.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i december 2023–februari 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset under februari inträffade under onsdagen den 7 februari kl. 17–18 då priset var 117 EUR/MWh i SE1 och SE2. Timmen efter var priset som högst i SE3 och SE4 då det var 136 EUR/MWh. Systempriset var som högst 8 februari mellan kl. 08–09 då det var 129 EUR/MWh.

Som lägst var elpriset -3 EUR/MWh i samtliga elområden under torsdagen den 1 februari kl. 03–04. Systempriset nådde månadens lägsta på 0 EUR/MWh lördagen den 3 februari kl. 04–05.

Under februari noteras 29 timmar med negativa elpriser i samtliga elområden vilket är lika många som under hela år 2022. Timmarna inträffade i huvudsak under månadens första fyra dagar och i samband med hög produktion från vindkraften. Under årets första två månader har antalet timmar med negativa elpriser varit totalt 40 i samtliga elområden.

I Sverige minskade användningen av el i februari på grund av högre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Högre genomsnittstemperaturer innebär i regel minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan på el för uppvärmning. Elproduktionen minskade jämfört med föregående månad, framför allt från vindkraft och vattenkraft medan kärnkraften låg på ungefär samma nivå.

I slutet av februari handlas kontrakt för kommande år för 39 EUR/MWh. Under februari 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för 42 EUR/MWh den 6 februari och som lägst för 36 EUR/MWh den 19 februari.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Efterfrågan:** Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till knappt 38 TWh i februari (-6 TWh jämfört föregående månad). Februari var betydligt varmare än januari vilket minskade behovet av uppvärmning därmed efterfrågan på el.
- **Elproduktion:** På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,1 TWh under februari (-4,6 TWh jämfört föregående månad) där vindkraften stod för 9,5 TWh (-1,6 TWh). För svensk del uppgick elproduktionen till 15,1 TWh (-1,7 TWh) där vindkraft stod för 3,9 TWh (-0,9 TWh).
- **Hydrologi:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden har förbättrats i slutet av februari och uppgick vecka 8 till 0,2 TWh jämfört med -6 TWh i slutet av januari. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 39 procent vilket är 8 procentenheter under normalen för vecka 8. Ändå är en förbättring mot vecka 4 då nivån var 10 procentenheter under normal.
- **Lägre pris på kol, naturgas och utsläppsrätter under februari:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (leverans nästa månad) var i februari 26 EUR/MWh

(-4 EUR/MWh från föregående månad). För kol blev priset 95 USD/ton (- 6 USD/ton) och utsläppsrätter var priset 58 EUR/ton (-10 EUR/ton).

- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2023) att lågkonjunkturen fördjupas under 2024 men 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 \(energimyndigheten.se\)](#)

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 februari var det genomsnittliga priset 45 EUR/MWh i SE3 vilket är betydligt lägre än priset i januari då det var 71 EUR/MWh. Utifrån Figur 2 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för februari i SE3 är lägre än under 2021–2023 då det var 53, 73 respektive 74 EUR/MWh.

I SE4 var priset 49 EUR/MWh i februari vilket är betydligt lägre än i januari då det var 74 EUR/MWh. Elpriset är också lägre än det var under februari 2021–2023 då priset var 54, 79 respektive 92 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1/SE2 var 40 EUR/MWh i februari vilket är lägre än under januari då det var 54 EUR/MWh. Det är också lägre än under februari 2023 då det var 46 EUR/MWh men högre än i februari 2022 då priset var 25 EUR/MWh.

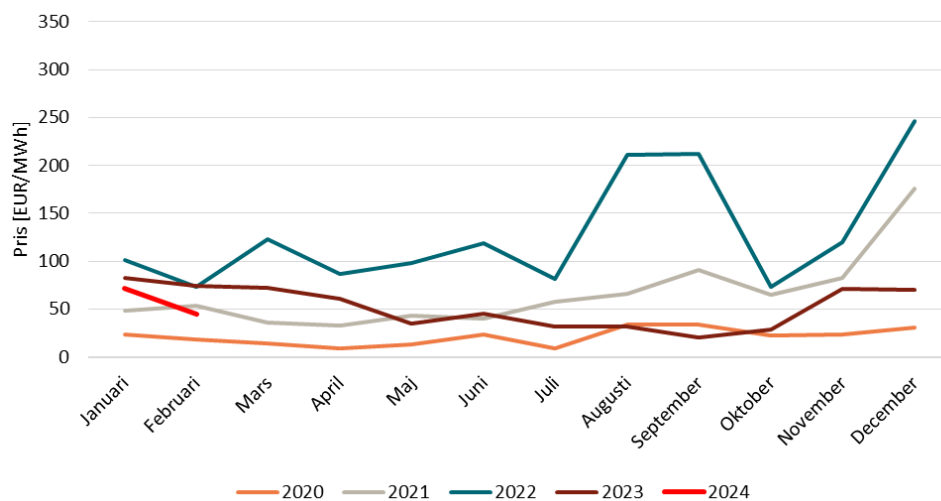
I Sverige minskade användningen av el i februari på grund av högre utomhustemperatur jämfört med föregående månad. Högre

genomsnittstemperaturer innebär i regel ett minskat behov av uppvärmning och därmed minskad efterfrågan på el för uppvärmning. Elproduktionen minskade jämfört med föregående månad, framför allt från både vindkraft och vattenkraft medan kärnkraften låg på ungefär samma nivå.

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.

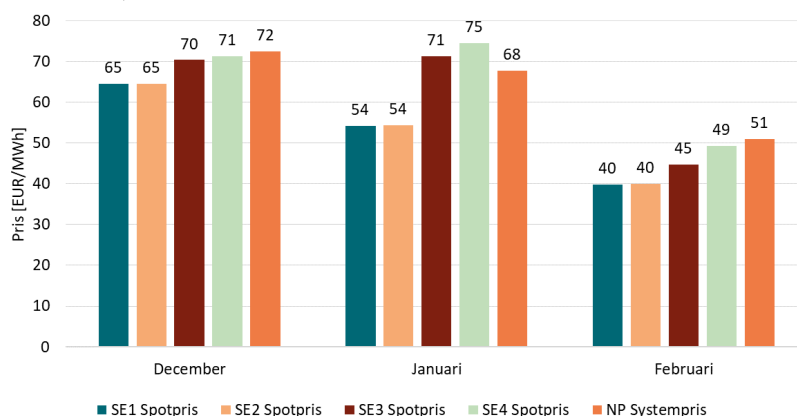
Figur 2 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till februari 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

De genomsnittliga månadspriserna var lägre i samtliga elområden under februari jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 3. Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige var 5 EUR/MWh i februari då SE1/SE2 jämförs med SE3, betydligt lägre än under januari då skillnaden var 17 EUR/MWh. Skillnad mellan SE1/SE2 och SE4 minskade till 9 EUR/MWh från att ha varit 20 EUR/MWh i januari. Systempriset var 51 EUR/MWh vilket är 17 EUR/MWh lägre än under januari.

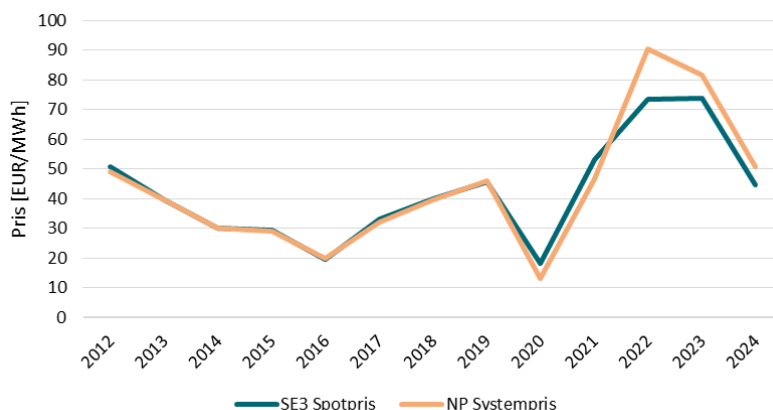
Figur 3 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i december 2023-februari 2024, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Spotpriset för februari i SE3 har följt systempriset väl under perioden 2012 till 2021 men sedan 2022 har SE3 legat under systempriset. Månadsmedelpriset i SE3 är 6 EUR/MWh lägre än systempriset i februari.

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



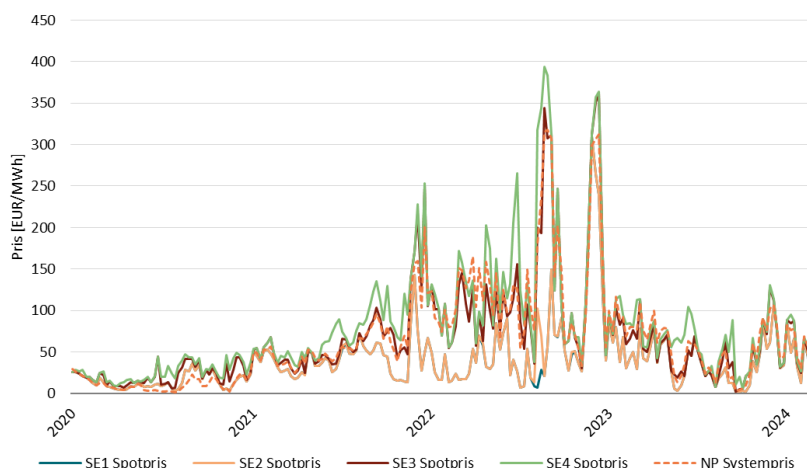
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Veckogenomsnitt

Under veckorna 5–8 uppnådde elpriserna, definierat som veckomedelvärde, sin högsta nivå under vecka 6 för SE1 och SE2 då priset var 64 EUR/MWh. Det lägsta spotpriset inträffade vecka 5 då det var 12 EUR/MWh.

Även för SE3 och SE4 var spotpriserna som högst vecka 6 då det var 67 EUR/MWh i båda elområdena. Vecka 5 var det veckogenomsnittliga spotpriset som lägst med 24 respektive 26 EUR/MWh i SE3 och SE4. Även systempriset nådde högsta priset under vecka 6 då det var 69 EUR/MWh och som lägst 31 EUR/MWh under vecka 5.

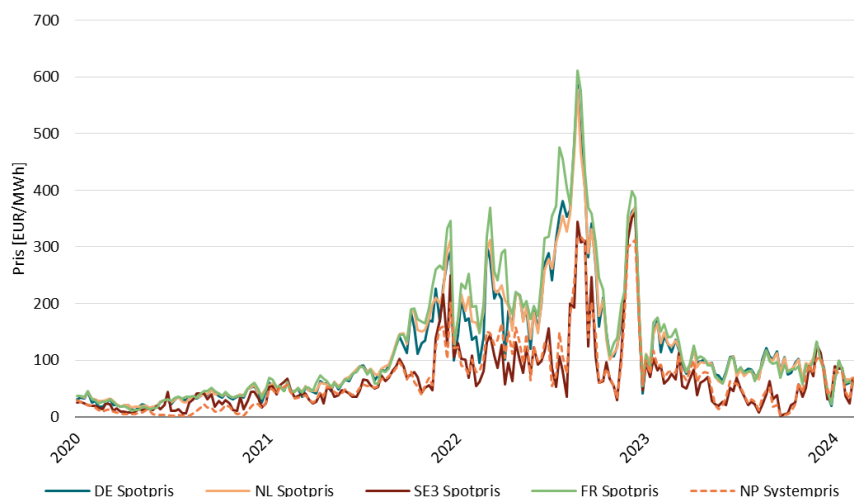
Figur 5 Veckopriser fram till vecka 8 2024, EUR/MWh



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 i Tyskland under veckorna 5–8 för noteras vecka 7 då det uppgick till 67 EUR/MWh. Nederländerna nådde 68 EUR/MWh under vecka 6 och i Frankrike var priset 64 EUR/MWh vecka 5. Vecka 8 bjöd på det lägsta genomsnittliga spotpriset 57 EUR/MWh i Tyskland och 54 respektive 58 EUR/MWh i Nederländerna och 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 8 2024, EUR/MWh

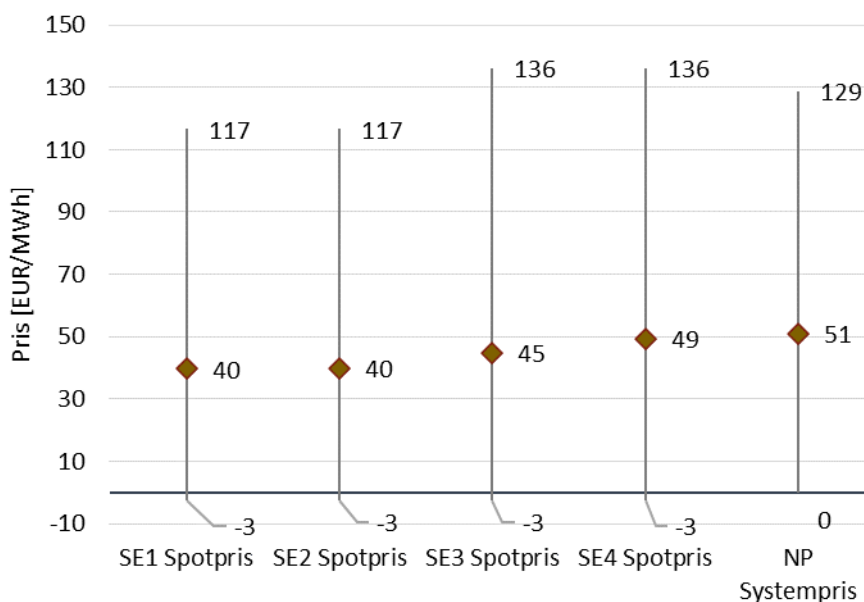


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.3 Timpriser

Det högsta timpriset under februari inträffade under onsdagen den 7 februari kl. 17–18 då priset var 117 EUR/MWh i SE1 och SE2. Timmen efter var priset som högst i SE3 och SE4 då det var 136 EUR/MWh. Systempriset var som högst den 8 februari mellan 08–09 då det var 129 EUR/MWh, vilket ses i Figur 7. Som lägst var elpriset -3 EUR/MWh i samtliga elområden under torsdagen den 1 februari kl. 03–04. Systempriset nådde månadens lägsta på 0 EUR/MWh lördagen den 3 februari kl. 04–05. Under februari noteras 29 timmar med negativa elpriser i samtliga elområden vilket är lika många som under hela år 2022. Timmarna inträffade i huvudsak under månadens första fyra dagar och i samband med hög produktion från vindkraften.

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

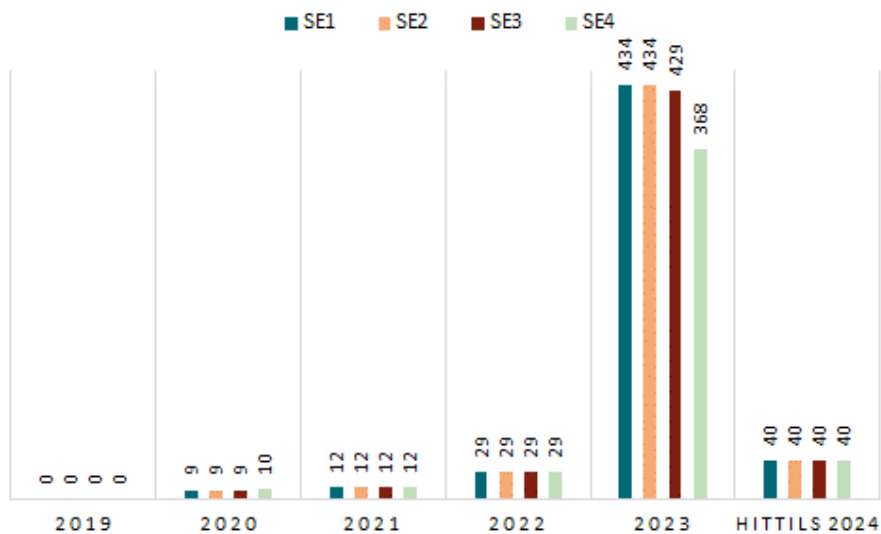


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 8 ses hur antalet timmar med negativa elpriser steg kraftigt under 2023 i Sverige. Liknande utveckling ses även i delar av övriga Europa. Nederländerna och Tyskland har haft timmar då priset varit det lägsta möjliga i den europeiska marknaden, -500 EUR/MWh. Anledningarna är flera men främst beror det på det ökande inslaget av förnybara kraftslag med mycket låga rörliga kostnader i kombination med att producenter hellre bjuder ut sin produktion till negativt pris då det finns kostnader förknippat med att starta och stoppa produktionen.

Under årets första två månader har antalet timmar med negativa elpriser varit 40 i samtliga elområden vilket kan jämföras med 29 timmar under hela 2022.

Figur 8 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019– feb 2024



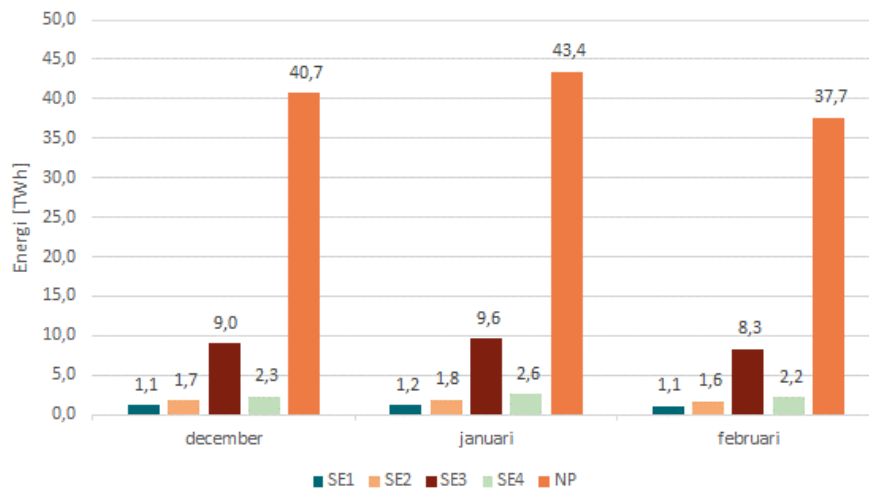
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen för Nord Pool-området (exkl. Baltikum) och Sverige uppgick till knappt 38 TWh i februari (vilket var 6 TWh lägre än föregående månad). Februari var betydligt varmare än januari vilket minskade behovet av uppvärmning därmed efterfrågan på el.

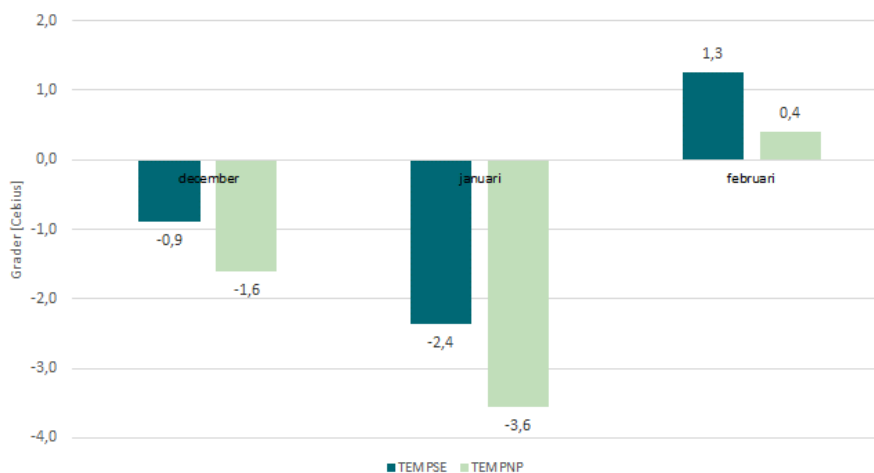
Figur 9 Elanvändning i Sverige samt Nord Pool (exkl. Baltikum), TWh



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

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

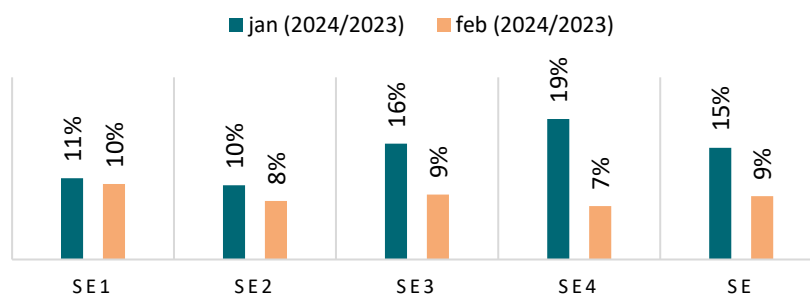


Källa: SKM Market Predictor

2.2 Elanvändning jämfört med tidigare år

Enligt statistik från eSett/Svenska kraftnät ökade den *faktiska* elanvändningen i februari 2024 med 9 procent jämfört med samma månad 2023 i Sverige som helhet. Notera dock att data för delar av februari 2024 är preliminär och kan komma att ändras samt att förändringen inte är kalender- och temperaturkorrigerad. Genomsnittstemperaturen var på samma nivå som föregående år medan priserna var lägre i samtliga elområden.

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



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

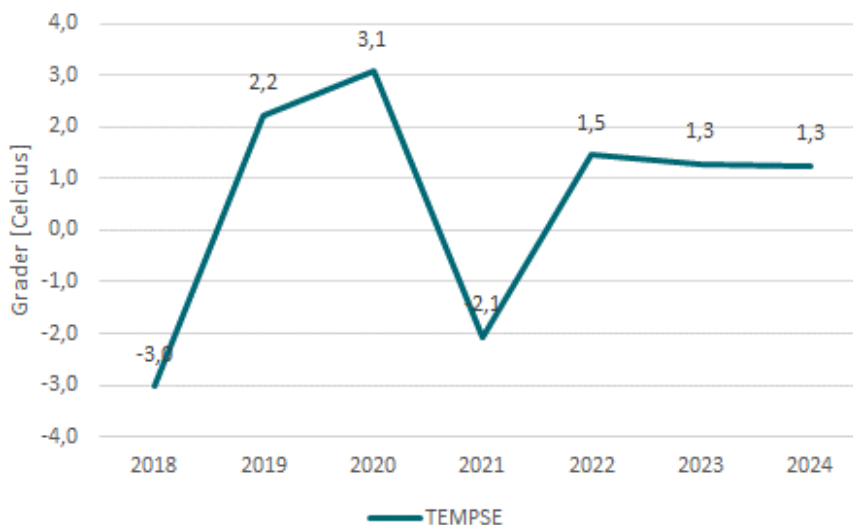
I Figur 12 redovisas hur utvecklingen av elanvändningen sett ut i respektive elområde för februari sedan 2018. Det är tydligt hur elanvändningen ökat i SE1. För SE2, SE3 och SE4 var det en kraftig ökning i februari 2024.

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



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

Figur 13 Genomsnittstemperatur i Sverige för februari 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 februari har den genomsnittliga tillgängligheten i den svenska kärnkraften uppgått till 97,9 procent vilket är högre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2012–2023. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 98,9 procent. Detta redovisas i Tabell 3 nedan. Olkiluoto 3 begränsas tidvis av systemoperatören Fingrid.¹

Tabell 3 Status 2023-03-01 samt tillgänglighet för nordisk kärnkraft under februari

Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2012–2023	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	990	990	99%	6 maj -27 maj 2023
Forsmark 2	I drift	100%	987	990	99%	1 juli -27 juli 2024
Forsmark 3	I drift	82%	922	1 120	99%	21 april - 18 maj 2024
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 166	1 167	96%	1 sept - 18 okt 2024
Ringhals 3	I drift	100%	1 400	1 400	96%	6 april -29 april 2024
Ringhals 4	I drift	100%	1 074	1 074	84%	15 maj -29 juni 2024
Loviisa 1	I drift	100%	1 130	1 130	99,8%	14 aug -12 sept 2024
Loviisa 2	I drift	100%	507	507	99,9%	31 aug - 30 sept 2024
Olkiluoto 1	I drift	100%	502	502	99,8%	4 aug - 25 aug 2024
Olkiluoto 2	I drift	100%	890	890	99,7%	12 maj - 28 maj 2024
Olkiluoto 3	I drift	100%	890	890		28 april - 9 maj 2024
Norden		97,9%	9 468	9 670	96,8%	
Sverige		97,1%	6 679	6 881	95,5%	
Finland		98,9%	4 342	4 389	99,8%	

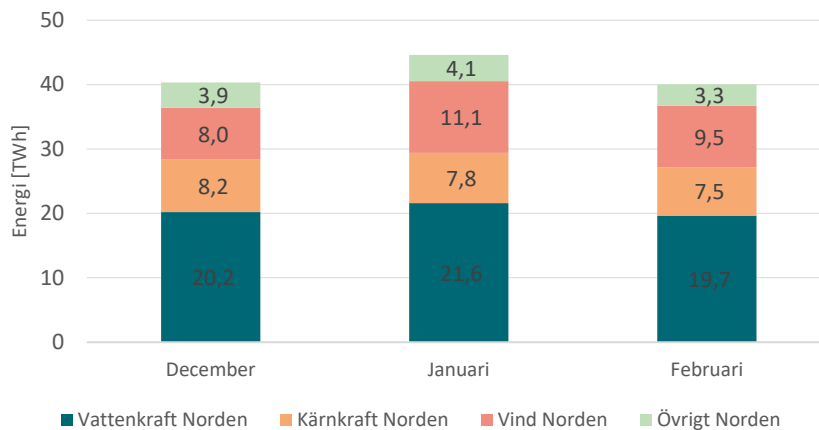
Källa: SKM Market Predictor

På nordisk basis uppgick den totala elproduktionen till 40,1 TWh under januari (4,6 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för

¹ Nord Pool - REMIT UMM (Olkiluoto 3)

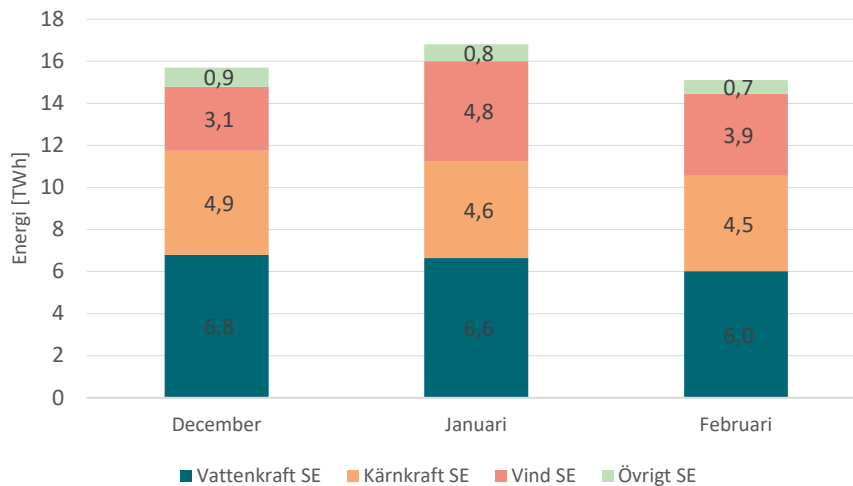
9,5 TWh (1,6 TWh lägre än föregående månad). För svensk del uppgick elproduktionen till 15,1 TWh (1,7 TWh lägre än föregående månad) varav vindkraften stod för 3,9 TWh (0,9 TWh lägre än föregående månad). Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh

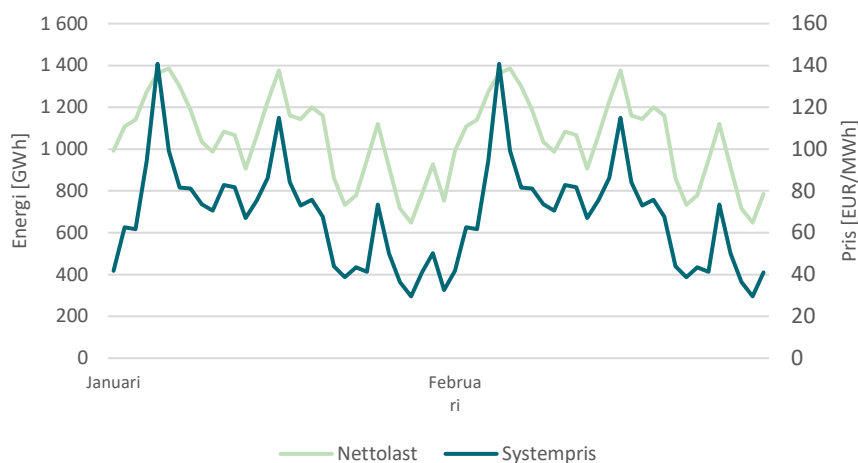


Källa: SKM Market Predictor

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 januari 2024 och februari 2024, GWh



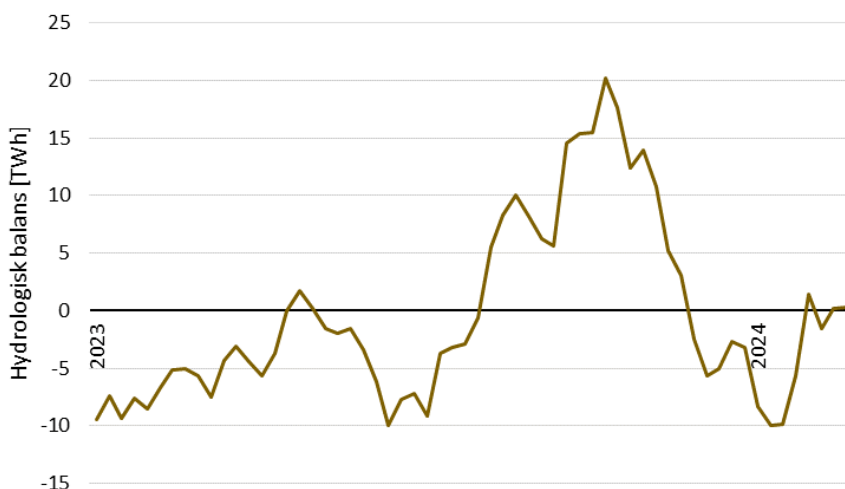
Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.4 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen² i Norden var 0,2 TWh vecka 8, oförändrat från vecka 7, se Figur 17. Månaden innan (vecka 4) avslutades på -6 TWh.

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

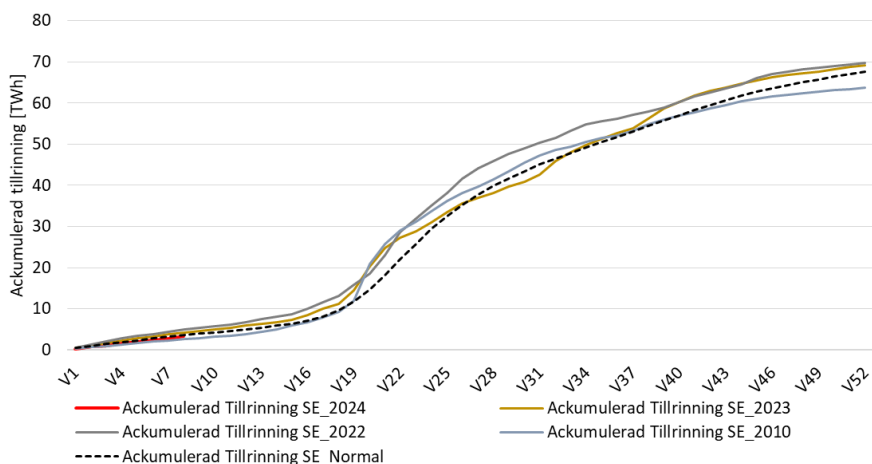
Figur 17 Hydrologisk balans i Norden vecka 1 2023 till vecka 8 2024, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige per vecka för ett normalår, vecka 1–8 år 2024 samt för några historiska år. För vecka 5–8 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 0,4 TWh/vecka i Sverige vilket är normal tillrinning för den perioden.

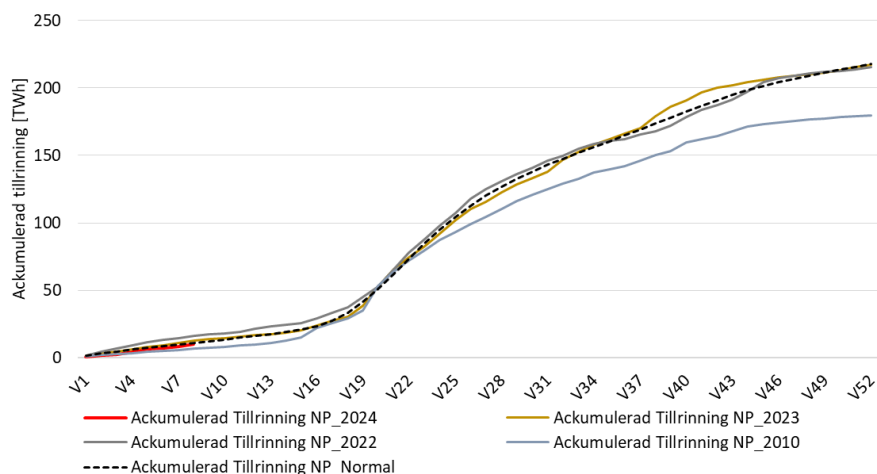
Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick under vecka 5–8 den genomsnittliga tillrinningen till 1,4 TWh vilket är något högre än normal tillrinning som är 1,3 TWh för perioden. Ackumulerad tillrinning hittills i år redovisas i Figur 19.

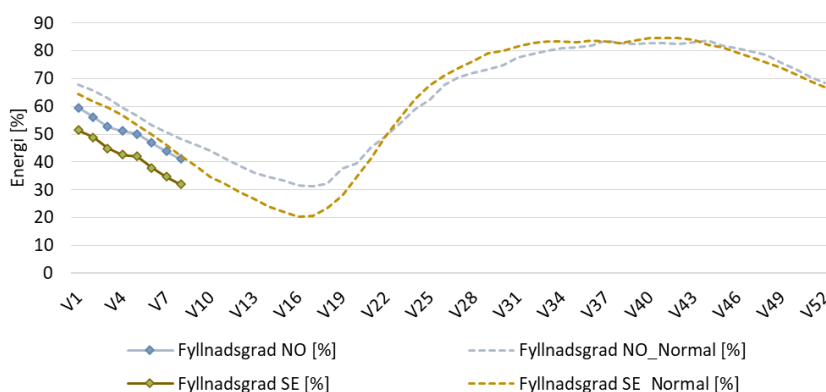
Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen låg på 32 procent vecka 8 vilket är under normalen³ som är 42 procent⁴. I Norge var fyllnadsgraden 41 procent samma vecka vilket även det är en bit under normalen som är 48 procent⁵ för aktuell vecka. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 39 procent vilket är 8 procentenheter under normalen för vecka 8, vilket ändå är en förbättring mot vecka 4 då nivån var 10 procentenheter under normal.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

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

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.

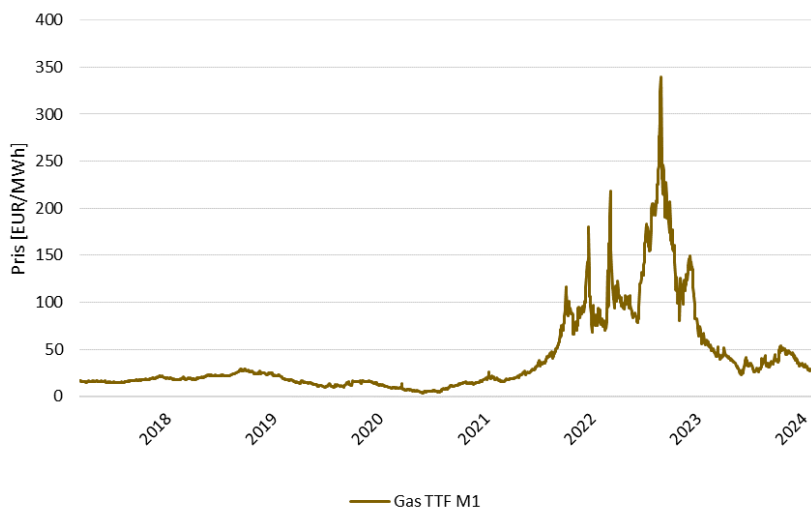
⁵ Enligt NVE så är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 43.

information om de globala energimarknaderna finns i Energimyndighetens marknadsbrev [De globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](#).

Priserna (månadsmedel) på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden var 26 EUR/MWh under februari från att varit 30 EUR/MWh månaden innan för TTF M1 (leverans nästa månad), se Figur 24. Månaden inleddes med månadens högsta dagspris på 29 EUR/MWh den 2 februari. Därefter sjönk priset på motsvarande kontrakt för att nå det lägsta 23 EUR/MWh den 22 februari.

Priserna påverkas nedåt av faktorer som mildt väder, fortsatt goda lagernivåer i regionen, god tillgång på LNG och relativt låg efterfrågan. Låga vattennivåer i Panamakanalen samt störningarna av LNG-transporter genom Suez-kanalen till följd av oroligheterna i Röda havet leder till längre leveranstider och påverkar kostnader för transport mellan Asien och Europa.

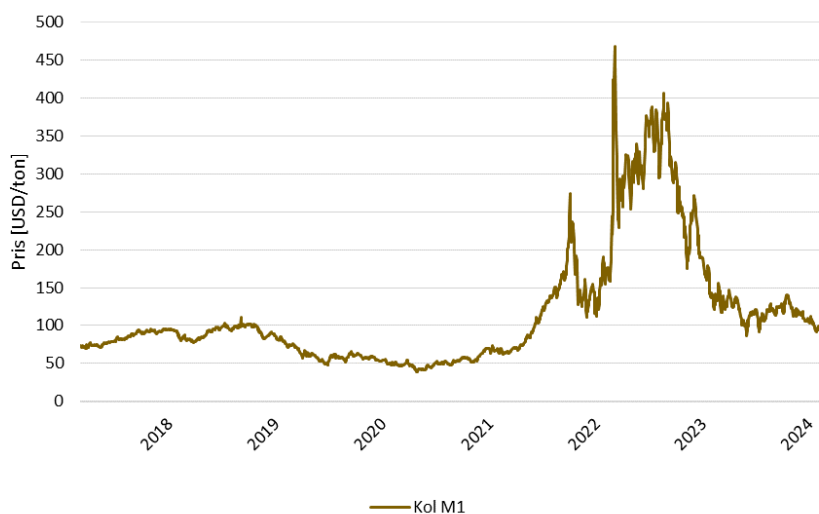
Figur 21 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det månadsgenomsnittliga priset på kol var 95 USD/ton under februari vilket är 6 USD/ton lägre än föregående månad. Den 19 februari var dagspriset 90 USD/ton vilket blev månadens lägsta notering. Därefter steg priset för att nå månadens högsta notering på 104 USD/ton den 28 februari. På det stora hela är kolmarknaden fortsatt välförsedd som en konsekvens av sjunkande gaspriser och relativt låg efterfrågan från såväl industri- som elproducenter.

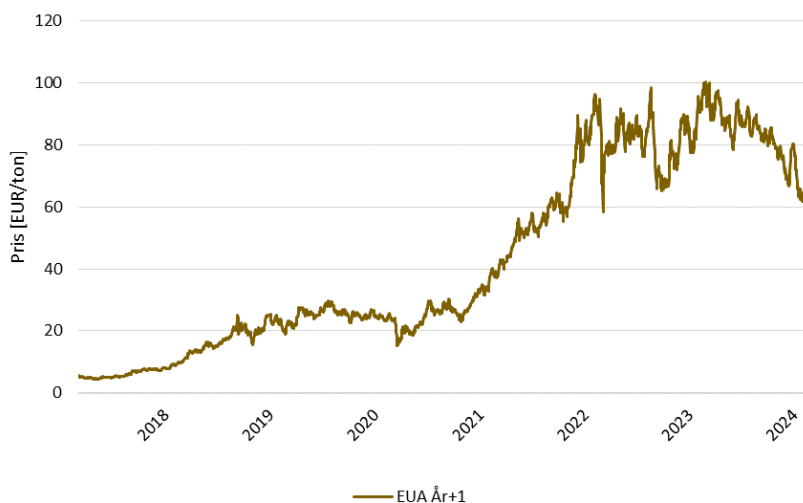
Figur 22 Kolpriser API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år (månadsmedel) är 58 EUR/ton under februari och därmed 10 EUR/ton lägre än i januari. Månaden inleddes med det högsta dagspriset den 2 februari då det var 64 EUR/ton. Därefter sjönk priset för att nå det lägsta dagspriset på 53 EUR/ton den 23 februari. Orsaken till de låga priserna är att efterfrågan på fossil energi har hållits tillbaka som ett resultat dels av en mild vinter i stora delar av Europa, dels en relativt svag industriproduktion.

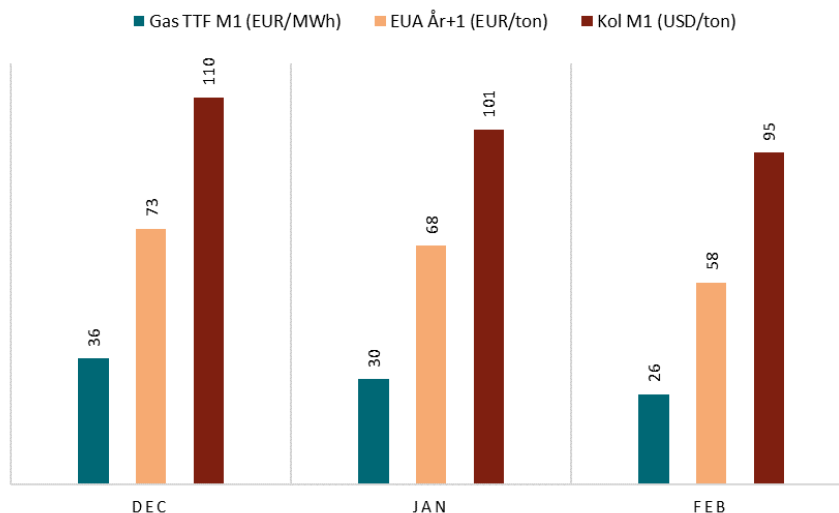
Figur 23 EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

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

Figur 24 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under december 2023-februari 2024



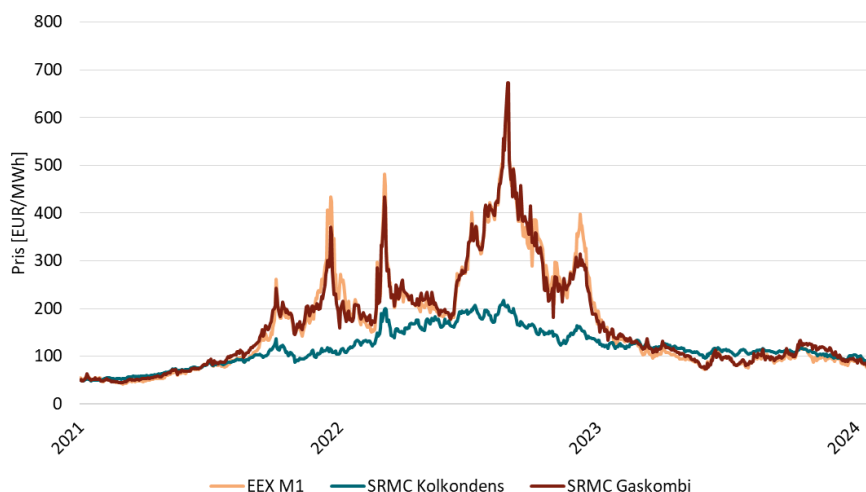
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

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 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 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 lägre i februari jämfört med i januari. För gaskombi är kostnaden 71 EUR/MWh vilket är en minskning med 12 EUR/MWh från föregående månad. För kolkondens är kostnaden 80 EUR/MWh, en minskning med 11 EUR/MWh. Kostnaden följer prisutvecklingen på de genomsnittliga månadspriserna på naturgas, kol och utsläppsrätter som alla var lägre i februari.

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 februari 2024 inom Sverige samt mellan Sverige och dess handelsländer. Tabell 5 visar motsvarande för de övriga nordiska länderna och deras icke-nordiska handelsländer.⁶

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

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
SE1	SE2	Snitt 1	3 300	100%	99%
SE2	SE1	Snitt 1	3 300	100%	100%
SE2	SE3	Snitt 2	7 300	100%	93%
SE3	SE2	Snitt 2	7 300	100%	100%
SE3	SE4	Snitt 4	6 200	100%	87%
SE4	SE3	Snitt 4	2 800	99%	98%
SE3	DK1	Konti-Skan 1&2	715	100%	83%
DK1	SE3	Konti-Skan 1&2	715	100%	94%
SE4	DK2	Øresund	1 300	100%	97%
DK2	SE4	Øresund	1 700	100%	96%
SE1	FI	-	1 500	80%	102%
FI	SE1	-	1 100	100%	96%
SE3	FI	Fennoskan 1&2	1 200	99%	98%

⁶ Läs mer om projekt för transmissionsnätet hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Export-zon	Import-zon	Benämning	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
FI	SE3	Fennoskan 1&2	1 200	99%	57%
SE1	NO4	Ofoten-Porjus	600	100%	95%
NO4	SE1	Ofoten-Porjus	700	100%	85%
SE2	NO4	-	300	100%	76%
NO4	SE2	-	250	100%	48%
SE2	NO3	Nea-Järps.	1 000	100%	88%
NO3	SE2	Nea-Järps.	600	100%	99%
SE3	NO1	Hasle	2 095	100%	77%
NO1	SE3	Hasle	2 145	100%	78%
SE4	DE	Baltic cable	615	99%	96%
DE	SE4	Baltic cable	600	98%	65%
SE4	LT	NordBalt	700	100%	100%
LT	SE4	NordBalt	700	100%	98%
SE4	PL	SwePol-link	600	82%	89%
PL	SE4	SwePol-link	600	97%	88%

Källa: SKM Market Predictor

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

Export-zon	Import-zon	Kapacitet [MW]	Tillgänglighet månad [%]	Tillgänglighet mån. 2020–2023
DK1	DE	2 500	97%	76%
DE	DK1	2 500	98%	94%
DK2	DE	985	63%	70%
DE	DK2	1 000	97%	79%
FI	RU	320	0%	75%
RU	FI	1 460	0%	67%
FI	EE	1 016	35%	100%
EE	FI	1 016	35%	100%
NO2	NL	723	86%	57%
NL	NO2	723	86%	59%
NO2	DE	1 400	90%	52%
DE	NO2	1 400	90%	80%
NO2	UK	1 400	99%	80%
UK	NO2	1 400	99%	69%

Källa: SKM Market Predictor

Det pågår många projekt för att förstärka och förnya transmissionsnät inom Sverige och några till och från Norden.⁷ 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.

⁷ De projekt som går inom, till och från Sverige finns beskrivna hos Svenska Kraftnät, [Transmissionsnätsprojekt | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

Nettoexporten från Sverige uppgick till 2,5 TWh under februari, vilket var lägre än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige med vecka 8 som senaste vecka uppgick till 27,2 TWh. Detta kan jämföras med motsvarande period 2023 vilken uppgick till 33,4 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 37,2 TWh respektive 33,8 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]

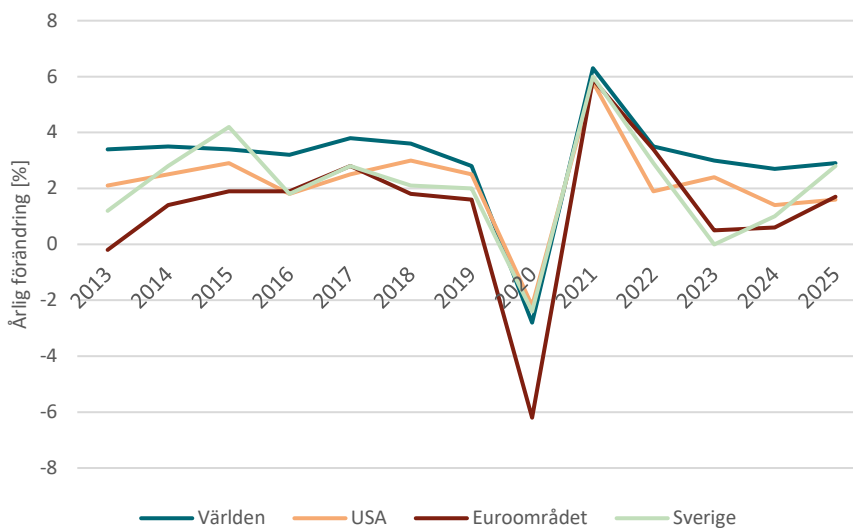
Exportörande region	Importerande region	2024 januari	2024 februari	2024 v. 8, 52 veckors rullande summa	2023 v. 8, 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,5	-0,3	-4,3	-9,5
SE3	FI	-0,3	-0,2	-3,3	-5,1
SE3	DK1	0,1	-0,1	-1,4	-2,1
SE4	DK2	-0,2	-0,4	-5,3	-5,6
SE1	NO4	0,0	0,0	0,9	2,8
SE2	NO4	0,0	0,0	0,3	0,6
SE2	NO3	-0,2	-0,2	-1,0	1,0
SE3	NO1	-0,3	-0,3	-2,1	-3,6
SE4	DE	-0,1	-0,2	-2,6	-3,1
SE4	PL	-0,1	-0,3	-3,4	-3,9
SE4	LT	-0,5	-0,5	-4,9	-5,0
DK1	NL	0,0	-0,2	-0,6	-1,2
DK1	DE	0,2	0,0	-2,9	-4,6
DK2	DE	0,0	-0,2	-2,0	-2,3
NO2	NL	0,0	-0,2	-1,9	-1,4
NO2	DE	-0,2	-0,2	-4,2	-4,2
NO2	UK	-0,5	-0,7	-8,4	-3,3
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	1,9
FI	EE	-0,2	-0,2	-6,2	-6,8
Nettoexport	Sverige	-2,0	-2,5	-27,2	-33,4
Nettoexport	Norden	-1,4	-2,7	-37,2	-33,8

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 (december 2023) att lågkonjunkturen fördjupas under 2024 men att Sveriges ekonomi som helhet börjar växa igen under 2024, men i en långsam takt. De skriver vidare att inflationen minskar framöver och under det andra halvåret 2024 ligger den tydligt under Riksbankens inflationsmål.

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 Commodities⁸, men även den största börsen i Europa (EEX⁹) 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.

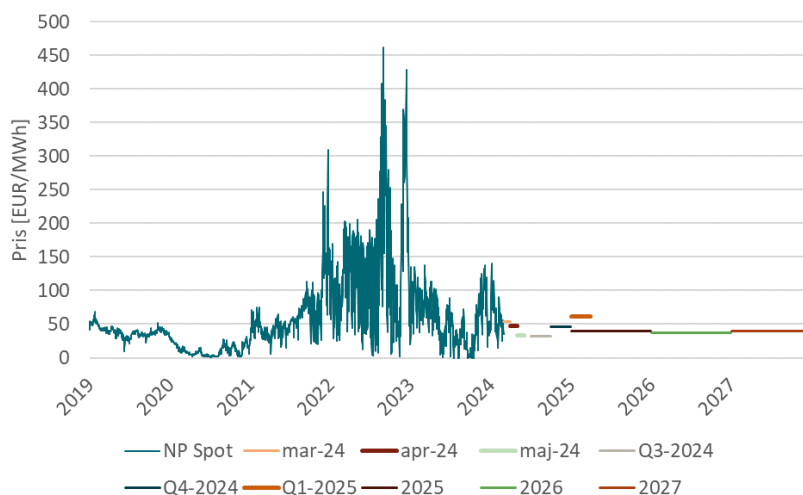
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för mars 2024 (frontmånad) stängde på 54 EUR/MWh den 29 februari. Priserna på årskontrakten för Norden 2025 och 2026 stängde på 39 EUR/MWh respektive 31 EUR/MWh i slutet på februari, båda kontrakten 1 EUR/MWh lägre än i slutet på föregående månad. 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.

⁸ [European Commodities - Market Trading Platform | Nasdaq](#)

⁹ [European Energy Exchange AG \(EEX\)](#)

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

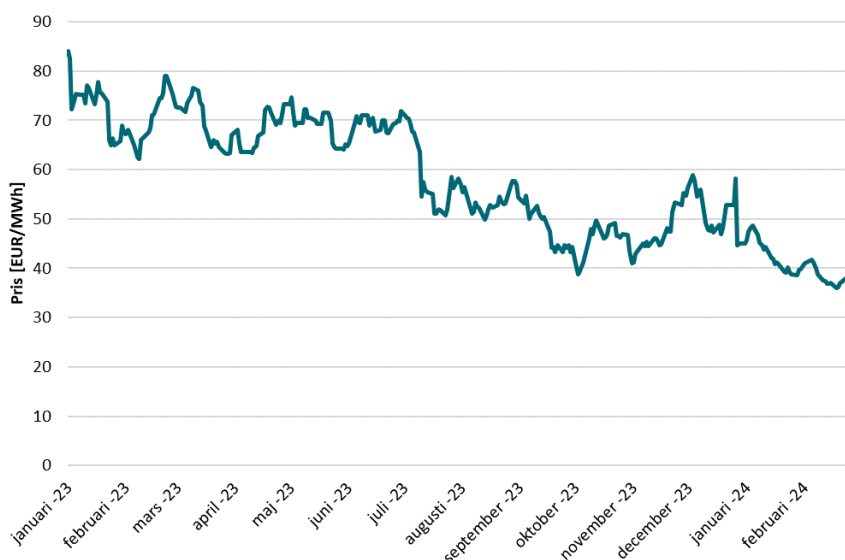


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-03-01

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av februari handlas kontrakt för kommande år för 39 EUR/MWh. Under februari 2024 handlas kontraktet för kommande år (2025) som högst för 42 EUR/MWh den 6 februari och som lägst för 36 EUR/MWh den 19 februari.

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

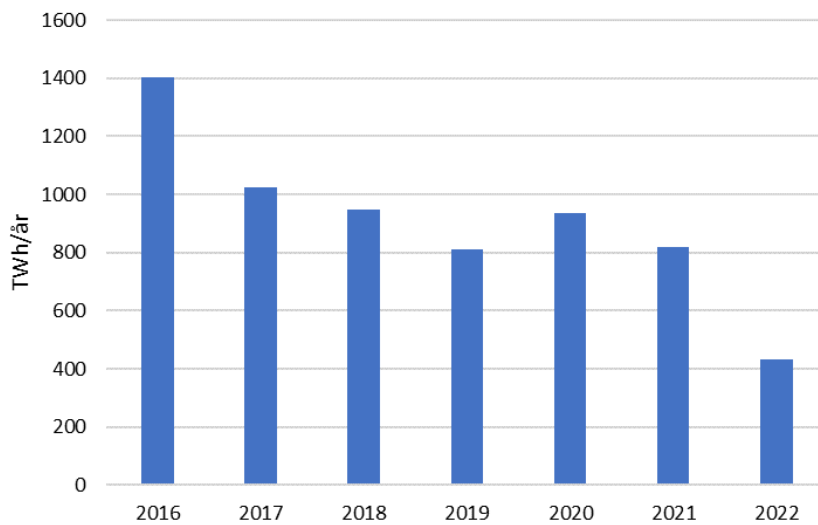


Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2024-02-01

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 genomsnittspris¹⁰.

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

¹⁰ 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

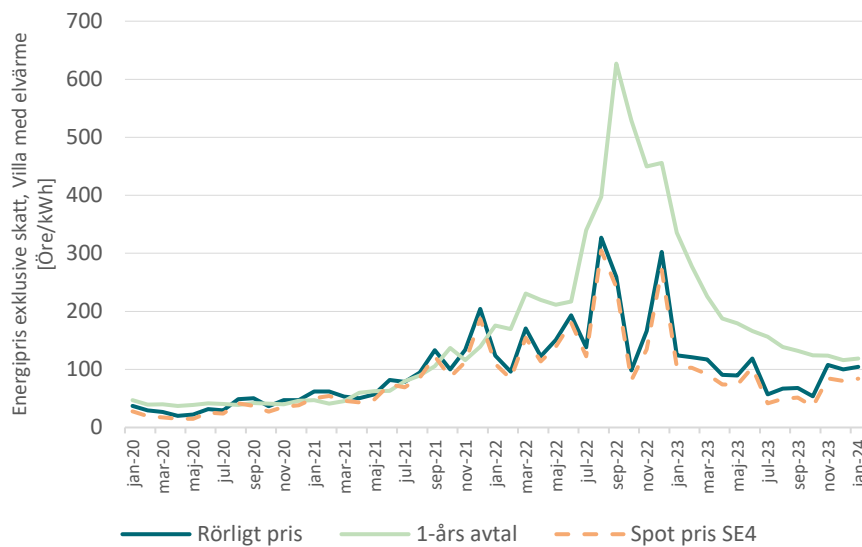
Betydande förändringar kan nu vara på gång i hur den finansiella marknaden arrangeras i Norden. Tidigare i år annonserade EEX att de har för avsikt att förvärva Nasdaq OMX Commodities verksamhet. Denna affär är just nu under prövning hos bland annat konkurrensmyndigheter. I samband med att affären lanserades 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 elvärme¹¹. 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 77 procent (13 procent har timprisavtal) och den har ökat från 62 procent i januari 2022. Priserna på fastprisavtal steg något under januari men är fortfarande höga i ett historiskt perspektiv. I januari var det genomsnittliga priset (exklusive elskatt) 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 januari 2024

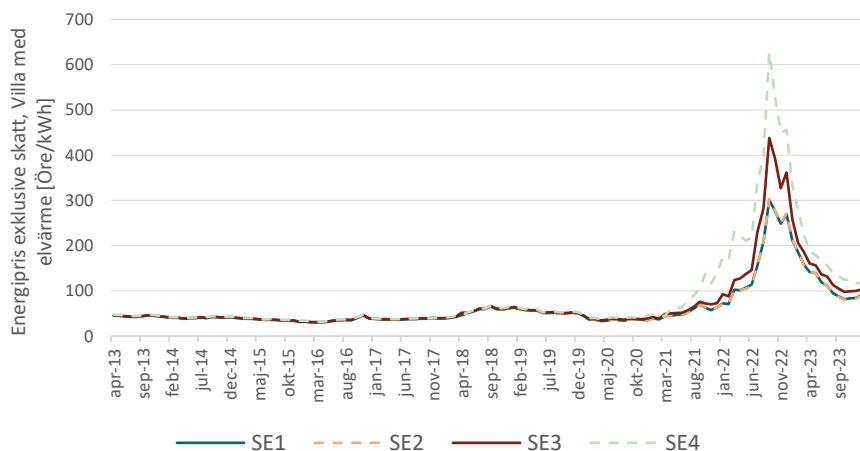


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I figuren 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.

¹¹ 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.

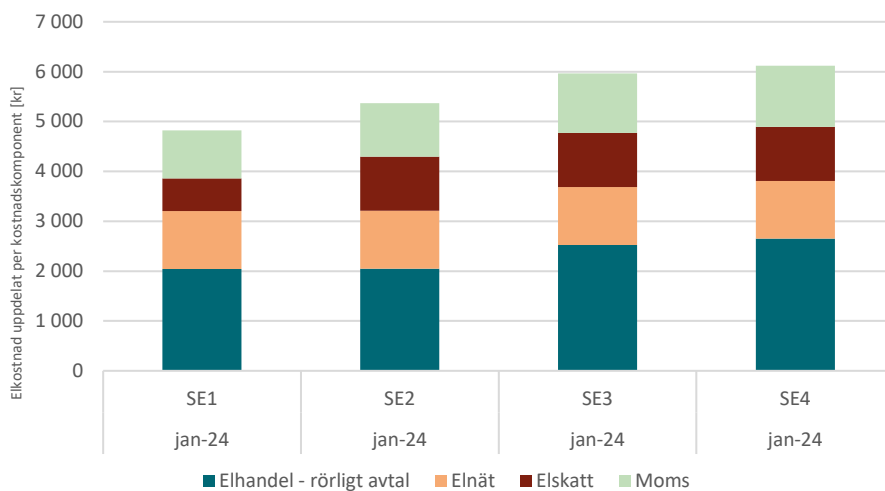
Figur 31 Rörligt elhandelspris (månadsmedel) för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med januari 2024



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 4 800 kr respektive 5 400 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg 6 000 kr respektive 6 100 kr.

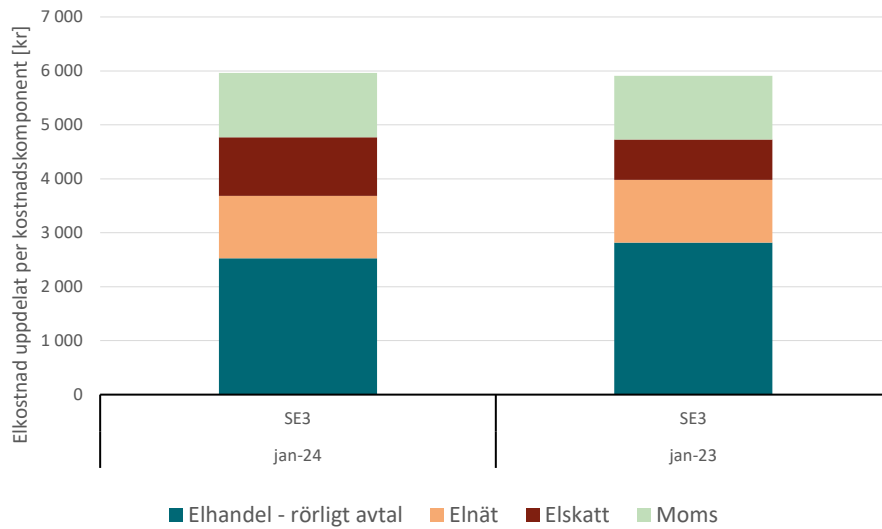
Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 553 kWh januari) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms



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 50 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 2553 kWh i januari). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.