

# Nuläget på elmarknaden

December 2025

Publicerad 2026-01-09

**Nuläget på elmarknaden**

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

[www.energimyndigheten.se](http://www.energimyndigheten.se)

# Innehåll

|                                                              |    |
|--------------------------------------------------------------|----|
| Sammanfattning                                               | 5  |
| 1 Elpriser på dagen före-marknaden                           | 8  |
| 1.1 Årspriser .....                                          | 9  |
| 1.2 Månadsgenomsnitt .....                                   | 9  |
| 1.3 Veckogenomsnitt.....                                     | 11 |
| 1.4 Timpriser .....                                          | 12 |
| 1.5 Negativa priser .....                                    | 13 |
| 1.6 Kvartspriser .....                                       | 15 |
| 2 Prispåverkande faktorer                                    | 17 |
| 2.1 Efterfrågan.....                                         | 17 |
| 2.2 Elproduktion.....                                        | 18 |
| 2.3 Hydrologi .....                                          | 22 |
| 2.4 Bränslepriser och CO2-priser.....                        | 24 |
| 2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland ..... | 26 |
| 2.6 Handel .....                                             | 27 |
| 2.7 Ekonomisk utveckling.....                                | 29 |
| 3 Finansiella marknaden och terminspriser                    | 30 |
| 3.1 Terminspriser .....                                      | 30 |
| 4 Slutkundspriser                                            | 32 |
| 5 Nyhetsuppdatering                                          | 35 |



# Sammanfattning

De genomsnittliga elpriserna 2025 i de svenska elområdena SE3 och SE4 var högre än under 2024 men lägre än åren 2021–2023. För SE1 och SE2 blev det genomsnittliga elpriset lägre än det var 2024 och de lägsta sedan 2020, som i sin tur var ett år med ovanligt låga priser. Även systempriset var högre än under 2024 men lägre än åren 2021–2023.

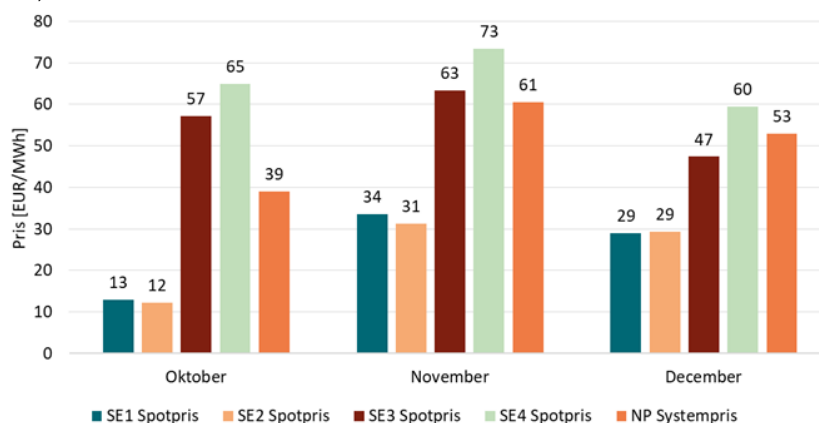
De genomsnittliga månadspriserna på el var lägre i samtliga elområden i december jämfört med november vilket ses i Figur 1. I SE3 var priset 47 EUR/MWh (-16 EUR/MWh från föregående månad) och i SE4 60 EUR/MWh (-14 EUR/MWh). Medelpriset för december i SE3 och SE4 var i nivå med vad de var 2024 och lägre än de var under 2021–2023.

Månadsmedelpriset, i både SE1 och SE2, var 29 EUR/MWh i december (vilket var -2 respektive -5 EUR/MWh från föregående månad). Månadsmedelpriserna för december är högre än under 2024 då priserna var ovanligt låga men lägre än i december 2021–2023. Även systempriset var lägre i december med 53 EUR/MWh (-8 EUR/MWh).

Då priset var södra Sverige sjönk mer än i norra så minskade prisskillnaden mellan norra och södra Sverige i december. Skillnaden mellan SE1 och SE3 var 18 EUR/MWh (-11 EUR/MWh) och 30 EUR/MWh (-12 EUR/MWh) när SE2 jämförs med SE4.

December var varmare än normalt, framför allt i mellersta och södra Sverige men ändå kallare än i november vilket bidrar till en något högre elanvändning. Elproduktion från samtliga kraftslag var högre under december och ökade tillsammans mer än elanvändningen vilket bidragit till de lägre priserna i december.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pool systempris i oktober–december 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta medeltimpriset i Sverige under december inträffade samma dag i samtliga elområden vilket var fredag den 5 december. Högsta priset inträffade i SE4 som då var 178 EUR/MWh följt av SE3 som var 176 EUR/MWh. I SE1 och SE2 var priset som högst 168 respektive 169 EUR/MWh. Samma dag var även systempriset som högst under en timme med 143 EUR/MWh.

Det lägsta medeltimpriset under december inträffade i SE4 lördag den 20 december som då var -6,2 EUR/MWh. Det lägsta medeltimpriset i SE2 och SE3 inträffade samma dag med -1,2 respektive -5 EUR/MWh. I SE1 inträffade det lägsta medeltimpriset fredag den 19 december och var då -0,3 EUR/MWh. Medelsystemtimpriset var som lägst 2,2 EUR/MWh vilket inträffade även den fredag den 19 december

Det högsta kvartspriset under december inträffade i SE4 onsdagen den 3 december kl. 09.00-09.15 och var då 208 EUR/MWh. Även det lägsta kvartspriset inträffade i SE4 lördagen den 20 december mellan kl. 05.00-05:30 och var då -6,23 EUR/MWh.

I december 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE4 med 18 timmar vilket var 7 timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE3 med 16 timmar vilket är 5 timmar fler än föregående månad. I SE1 och SE2 uppstod 12 respektive 5 timmar med negativa priser under december vilket var 22 respektive 75 timmar färre jämfört med föregående månad. Under hela 2025 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 677 timmar vilket motsvarar närmare åtta procent av årets timmar.

Terminspriset i Norden (systempris) för januari 2026 (frontmånad) stängde på 62 EUR/MWh i slutet på december och priserna på årskontrakten för Norden 2027 och 2028 stängde på 41 respektive 40 EUR/MWh.

#### **Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:**

- **Högre elanvändning:** Elanvändningen i Norden <sup>Fel! Bokmärket är inte definierat.</sup> och samtliga svenska elområden ökade i december jämfört med november. I Norden användes 38,1 TWh (+2,6 TWh) och i Sverige användes 12,7 TWh (+0,8 TWh). En förklaring är att utomhustemperaturen var lägre vilket innebär en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.
- **Högre elproduktion:** I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 43,1 TWh under december (+3,6 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga kraftslag hade alla högre produktion jämfört med november där vindkraften ökade mest (+1.9 TWh). I Sverige i var elproduktionen 16,4 TWh under november (+1,7

TWh). Även i Sverige hade samtliga kraftslag en högre produktion under december, där vindkraften var det kraftslag som ökade mest (+0,9 TWh).

- **Förbättrad hydrologisk balans och god fyllnadsgrad i nordiska vattenmagasin:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var -0,9 TWh vecka 52. Det är förbättring jämfört med sista veckan i november som avslutades på -4,9 TWh. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 72 procent vilket är tre procentenheter över normalen för vecka 52.
- **Något lägre pris på gas och kol och högre pris på utsläppsrätter:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (med leverans nästa månad) var 28 EUR/MWh (-3 EUR/MWh). För kol var priset 96 USD/ton (-2 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 85 EUR/ton (+4 EUR/ton).
- **Konjunkturåterhämtningen står på fastare mark:** Efter en svag start på 2025 har svensk BNP stigit snabbt två kvartal i rad. Det förklaras till stor del av växande export och öknings i både privat och offentlig konsumtion samt investeringar. Återhämtningen bedöms fortsätta de närmaste kvartalen och under det andra halvåret 2026 ebbas lågkonjunkturen ut. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,8 procent 2025 (+0,7 procent från prognosen i september) och 2,7 procent år 2026 (+0,3 procent).

I kapitlet med nyhetsuppdateringar kan du bland annat kan läsa om att en ansökan om statligt stöd för kärnkraft är inlämnad, att det nu finns ett tecknat avtal om strategisk reserv och att effektökningen i Forsmark nu är klar.

Energimarknadsinspektionen 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: [Marknadsrapporter och nulägesanalyser \(energimyndigheten.se\)](#)

# 1 Elpriser på dagen före-marknaden

Den svenska elmarknaden avreglerades den 1 januari 1996, vilket innebar att handel med el skiljdes åt från överföring av el. Handel med el konkurrensutsattes och idag är endast nätverksamheten reglerad som ett naturligt monopol. Elmarknaden består av flera delmarknader såsom dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. Det finns flera olika börser på vilka el kan handlas. Vilka börser och marknader som används till vad beror på vilka produkter och tjänster som erbjuds och hur långt det är kvar till tidpunkten för leverans.

I detta avsnitt fokuserar vi på dagen före-marknaden, även kallad för spotmarknaden. Elpriset styrs av utbud och efterfrågan, och fastställs timme för timme inför nästkommande dygn. Sedan den 30 september 2025 fastställs priset på dagen före-marknaden en gång i kvarten (15-minuters avräkning).

Inom den EU-gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem optimeras av de systemansvariga (i Sverige Svenska kraftnät) för att ge en så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sveriges del innebär detta att svensk kraft inte bara kan överföras till de länder vi har direkta överföringsförbindelser till (Norge, Finland, Danmark, Litauen, Polen och Tyskland), utan att den även utgör en del av det EU-gemensamma elsystemet.

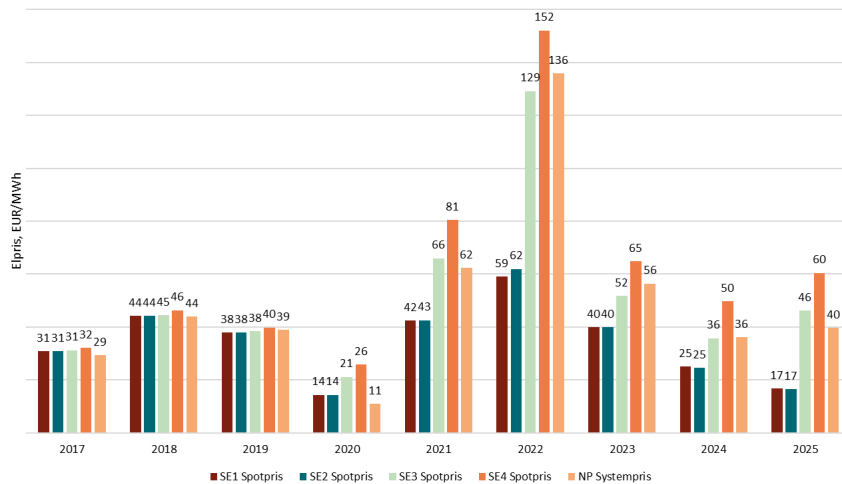
Jämviktspriset varje kvart, motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsbudet som krävs för att möta efterfrågan. Prisskillnader kan uppstå mellan olika elområden då överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppnå full prisutjämning. På den finansiella marknaden har det så kallade systempriset en viktig funktion i Norden då det används som referenspris för många av de finansiella kontrakten. Systempriset beräknas utifrån förutsättningar att det inte skulle finnas några överföringsbegränsningar mellan områdena i Norden (Norge, Sverige, Danmark och Finland) och tar även hänsyn till de överföringskapaciteter mellan Norden och Nederländerna, Tyskland, Polen och Baltikum som gäller vid områdesprisberäkningen.



## 1.1 Årspriser

De genomsnittliga elpriserna 2025 i de svenska elområdena SE3 och SE4 samt systempriset blev högre än under 2024 men lägre än åren 2021–2023. För SE1 och SE2 blev det genomsnittliga elpriset lägre än det var 2024 och de lägsta sedan 2020, som i sin tur var ett år med ovanligt låga priser vilket ses i Figur 2.

Figur 2 Årsmedelpris spot i svenska elområden samt systempriset, 2017–2025, EUR/MWh

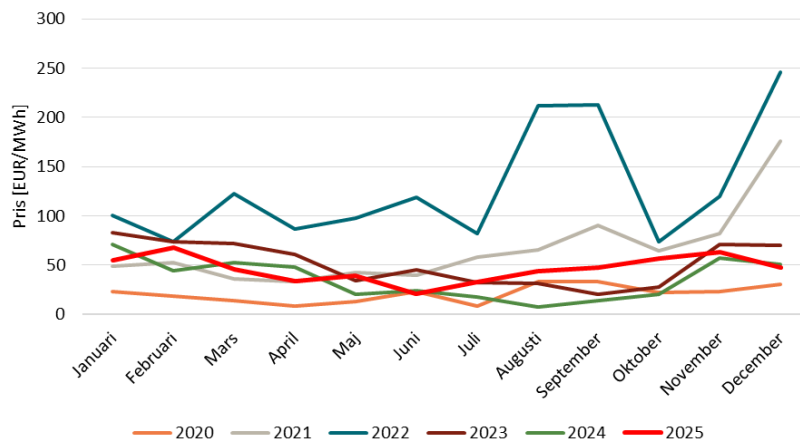


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

## 1.2 Månadsgenomsnitt

Under december var det genomsnittliga priset lägre i samtliga elområden jämfört med november. I SE3 var elpriset 47 EUR/MWh vilket kan jämföras med priset i november som var 63 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för december i SE3 var högre 2021–2023 och då som högst under 2022 när det var 246 EUR/MWh.

Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till december 2025, EUR/MWh

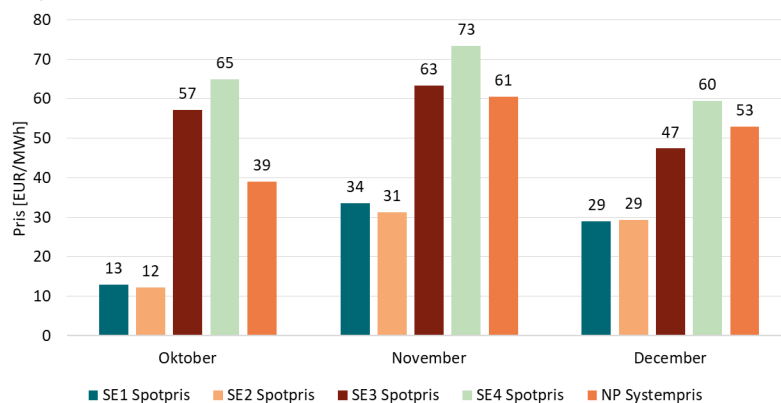


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I december var priset i SE4 60 EUR/MWh, vilket är lägre än i november då priset var 73 EUR/MWh. Månadsmedelpriset för december i SE4 är på samma nivå som under 2024 och lägre än det var under 2021–2023 då det var som högst under december 2022 när det var 248 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 29 EUR/MWh i december och något lägre än i november vilket ses i figuren nedan. Det högsta genomsnittspriset för december i SE1 och SE2 inträffade 2022 och låg då på 188 EUR/MWh för båda elområdena. Systempriset var 53 EUR/MWh i november och därmed lägre än i november. Månadsmedelpriset för SE1-SE4 samt systempriset för de senaste tre månaderna redovisas i Figur 4.

Figur 4 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pools systempris i oktober–december 2025, EUR/MWh

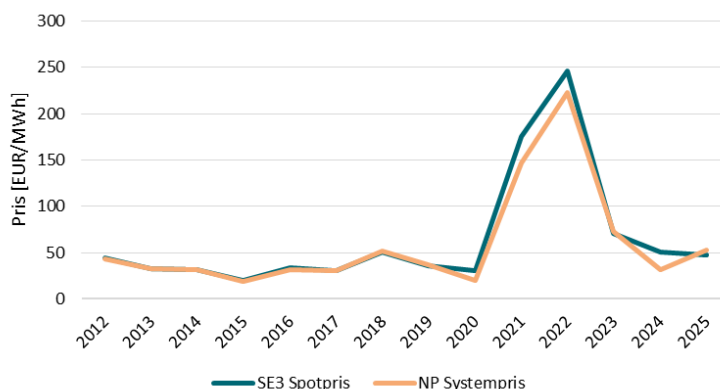


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 minskade under december till 18 EUR/MWh (-11 EUR/MWh) jämfört med föregående månad. Prisskillnaden mellan SE2 och SE4 minskade också under december till 30 EUR/MWh (-12 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) var prisskillnaden i december endast 0,4 EUR/MWh vilket är mindre än under november. I södra Sverige (SE3-SE4) ökade prisskillnaden till 12 EUR/MWh (+2 EUR/MWh).

Spotpriset i SE3 har historiskt följt systempriset relativt väl under decembermånader. Skillnaden för december var 6 EUR/MWh lägre än systempriset.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

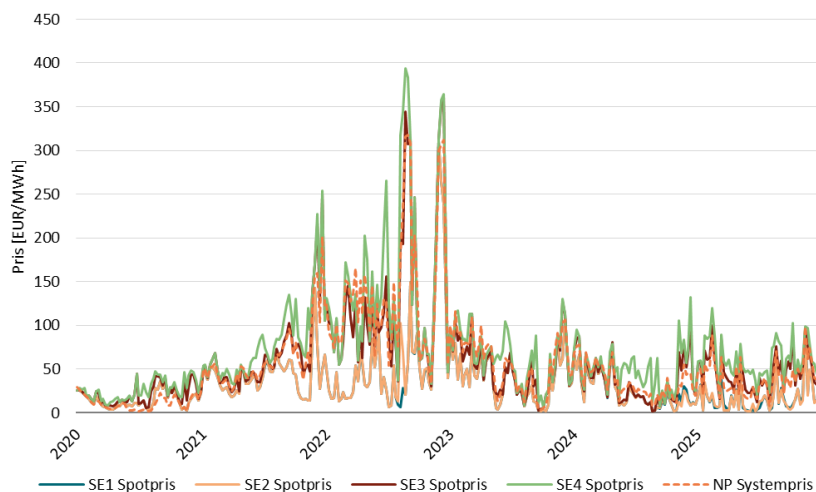
Hur elanvändningen och elproduktionen såg ut för Norden och Sverige under november jämfört med föregående månad kan läsas under avsnittet Prispåverkande faktorer.

### 1.3 Veckogenomsnitt

Det högsta genomsnittliga veckopriset under veckorna 49–52 inträffade vecka 49 i samtliga elområden. Högst var det i SE4 då det var 81 EUR/MWh följt av SE3 där det var 69 EUR/MWh. I SE1 och SE2 var det genomsnittliga veckopriset samtidigt 49 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset uppstod vecka 50 i SE2 då det var 11 EUR/MWh och 12 EUR/MWh i SE1. I SE3 och SE4 var de genomsnittliga veckopriserna som lägst veckan efter med 32 respektive 45 EUR/MWh. Systempriset nådde högsta veckopriset vecka 49 och var då 74 EUR/MWh och det lägsta under vecka 52 på 38 EUR/MWh.

Figur 6 Genomsnittliga veckopriser för systempriset samt svenska elområden fram till vecka 52 år 2025, EUR/MWh

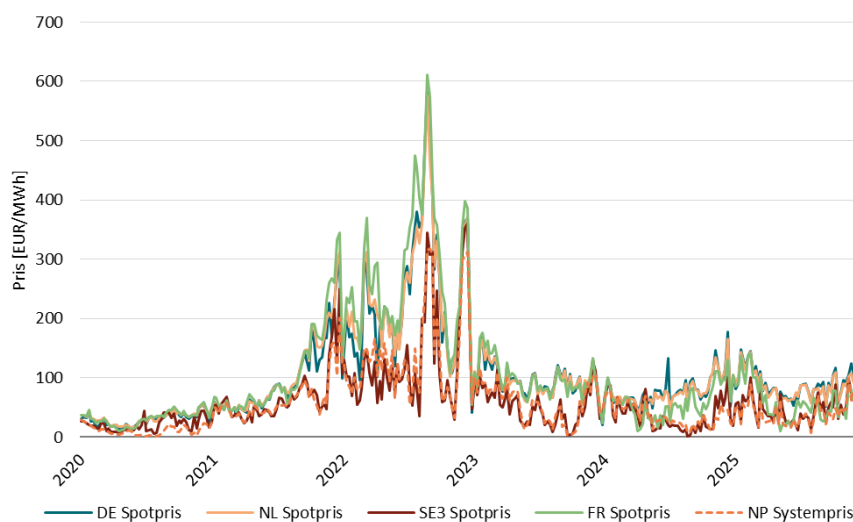


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckopriset för systempriset, SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 49–52 noteras vecka 49 för Tyskland då priset uppgick till 111 EUR/MWh följt av Nederländerna som hade 95 EUR/MWh samma vecka. SE3 hade samtidigt 69 EUR/MWh. I Frankrike uppstod det högsta genomsnittligt veckopriset vecka 52 då det var 69 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset inträffade vecka 50 i Frankrike med 63 EUR/MWh. Övriga länder hade lägst elpris vecka 52 då det var som lägst 83 EUR/MWh i Tyskland och 82 EUR/MWh i Nederländerna. SE3 var samtidigt som lägst 32 EUR/MWh. Det kan ses att prisnivån typiskt sett har varit högre på kontinenten än i SE3, speciellt sedan hösten 2021 då priserna på naturgas steg kraftigt. Under veckorna 49–52 har Tyskland och Nederländerna högre priser än SE3 och Frankrike har lägre pris än SE3 under en av dessa veckor.

Figur 7 Genomsnittliga veckopriser för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 52 år 2025, EUR/MWh

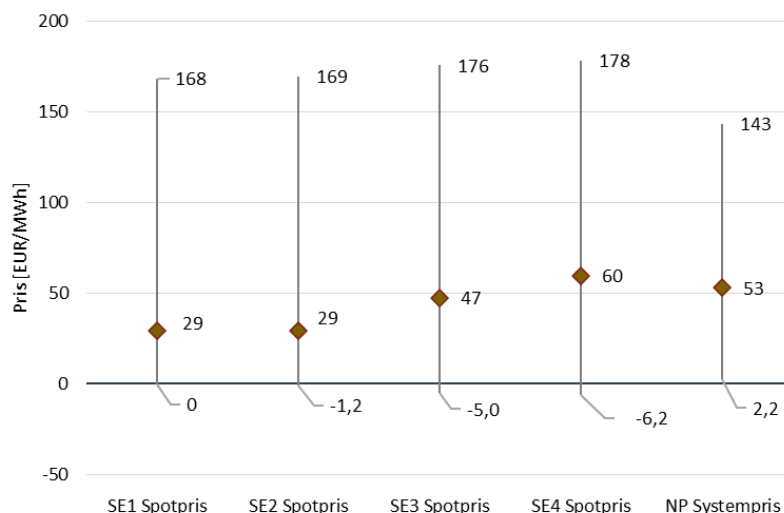


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

#### 1.4 Timpriser

Det högsta medeltimpriset i Sverige under december inträffade samma dag i samtliga elområden vilket var fredag den 5 december. Högsta priset inträffade i SE4 som då var 178 EUR/MWh följt av SE3 som var 176 EUR/MWh. I SE1 och SE2 var priset som högst 168 respektive 169 EUR/MWh. Samma dag var även systempriset som högst under en timme med 143 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

Figur 8 Högsta-, lägsta- och medelspotpris per timme i SE1–SE4 samt för systempriset i december, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det lägsta medeltimpriset under december inträffade i SE4 lördag den 20 december som då var -6,2 EUR/MWh. Det lägsta medeltimpriset i SE2 och SE3 inträffade samma dag med -1,2 respektive -5 EUR/MWh. I SE1 inträffade det lägsta medeltimpriset fredag den 19 december och var då -0,3 EUR/MWh. Medelsystemtimpriset var som lägst 2,2 EUR/MWh vilket inträffade även den fredag den 19 december.

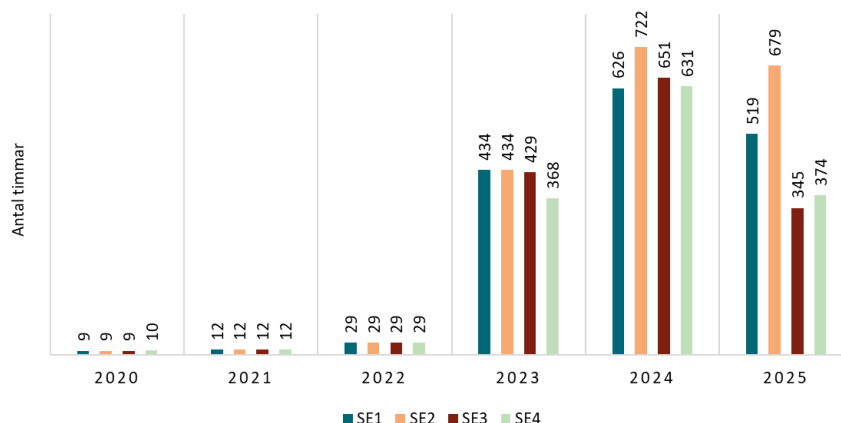
## 1.5 Negativa priser

I Figur 9 ses hur antalet timmar med negativa elpriser ökat kraftigt sedan 2019 och framför allt under 2023 och vidare under 2024. Under 2025 var antalet timmar med negativa elpriser i SE2 totalt 679 vilket motsvarar närmare åtta procent av årets timmar, och gör det till det elområde med flest timmar med minuspriser i Europa under 2025.<sup>1</sup> I övriga svenska elområden var antalet timmar med negativa priser under 2025 mellan 345–519 där SE3 hade minst antal timmar. Jämfört med 2024 har antalet negativa timmar under 2025 minskat i samtliga elområden. Som mest minskade antalet i SE3 och SE4 varav i SE3 till nivåer lägre än de var under 2023.

I december 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE4 med 30 timmar vilket är 19 timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE3 med 27 timmar vilket är 16 timmar fler än föregående månad. I SE1 och SE2 uppstod 24 respektive 7 timmar med negativa priser under december vilket var 10 respektive 73 timmar färre jämfört med föregående månad.

<sup>1</sup> År 2023 och 2024 hade Finland flest timmar med negativa priser.

Figur 9 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2025

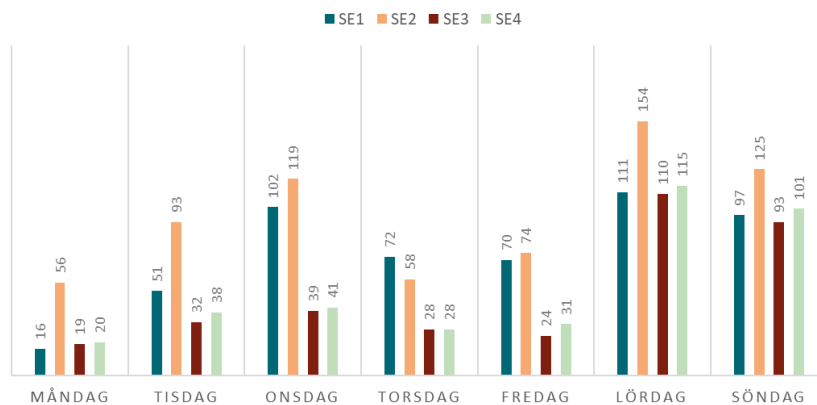


Anmärkning: Antal timmar med negativa priser från och med 1 oktober 2025 baseras på genomsnitt av kvartspriser.

Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökat de senaste åren beror i hög grad på ett ökande inslag av intermittenta kraftslag med mycket låga rörliga kostnader. Stor produktion när vinden blåser och solen skiner i kombination med att traditionella termiska produktionsanläggningar ofta har kostnader för att starta och stoppa produktionen, gör att vissa aktörer på marknaden hellre bjuder ut sin produktion till negativt pris än att avbryta sin produktion. Olika former av stödsystem och intäkter från tex ursprungsgarantier bidrar också till ovilja att dra ned produktion trots negativa spotpriser. Tillfällen med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg (nätter och helger) och produktionen från de intermittenta kraftslagen är hög. Eftersom efterfrågan under stora delar av 2023 och 2024 har varit lägre än tidigare år, samtidigt som produktionen från vind och solkraft ökat, har situationerna med negativa priser blivit fler. Detta kvarstod under 2025 då efterfrågan inte ökat samtidigt som intermittenta kraftslag fortsatt producerat vid låga priser även om antalet timmar minskade något.

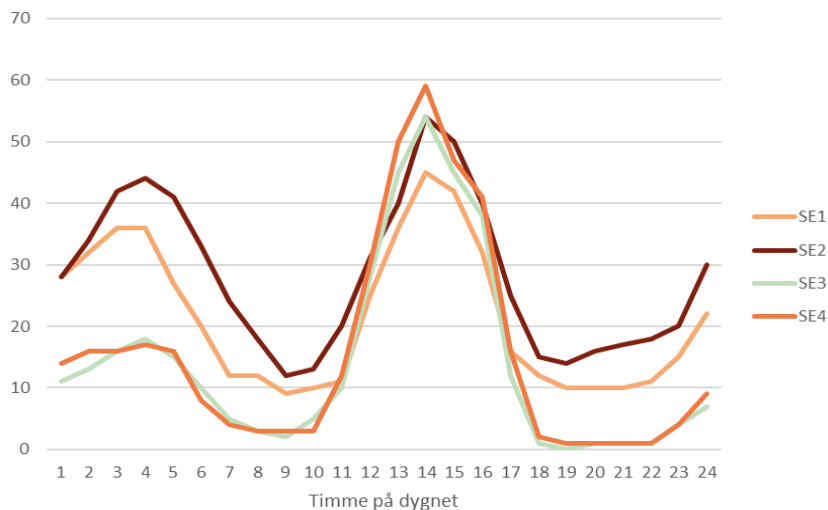
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2025



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Antal timmar med negativa priser i de svenska elområdena inträffade under 2025 oftast på lördagar för samtliga elområden med mellan 110–154 tillfällen, se Figur 10. Flest antal negativa timmar inträffade under 2025 runt tvåtiden på dagen samt fyrtiden på natten, och mer sällan mellan runt niotiden på morgonen och runt åttatiden på kvällen. Detta kan ses för Sveriges elområden i Figur 11.

Figur 11 Antal negativa priser per timme under dygnet 2025 per elområde

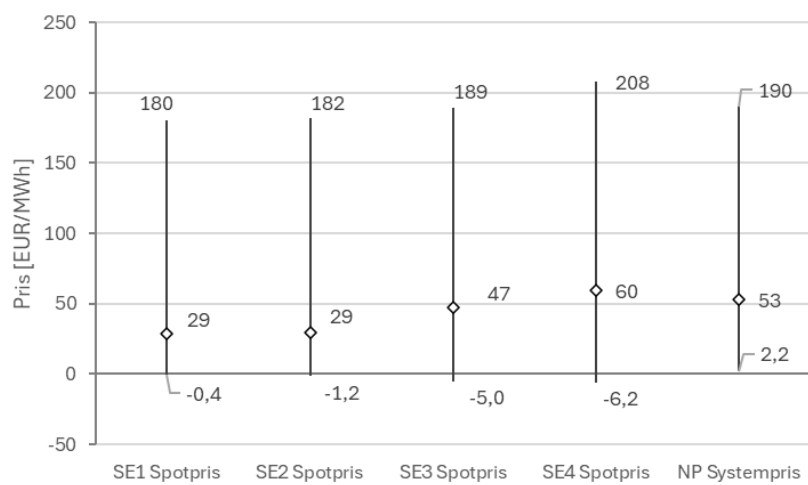


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

## 1.6 Kvartspriser

I Figur 12 ses det högsta-, lägsta- och medelspotpris för de svenska elområdena samt för systempriset för varje kvart under december. Det högsta kvartspriset under december inträffade i SE4 onsdagen den 3 december kl. 09.00-09.15 och var då 208 EUR/MWh. Även det lägsta kvartspriset inträffade i SE4 lördagen den 20 december mellan kl. 05.00-05:30 och var då -6,23 EUR/MWh. Det högsta systempriset per kvart inträffade fredagen den 5 december kl. 07:45-08:00 och var då 190 EUR/MWh medan det lägsta måndagen den 19 december kl. 03:00-03:15 och var då 2,2 EUR/MWh.

Figur 12 Högsta-, lägsta- och medelspotpris i SE1–SE4 samt för systempriset per kvart i december, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

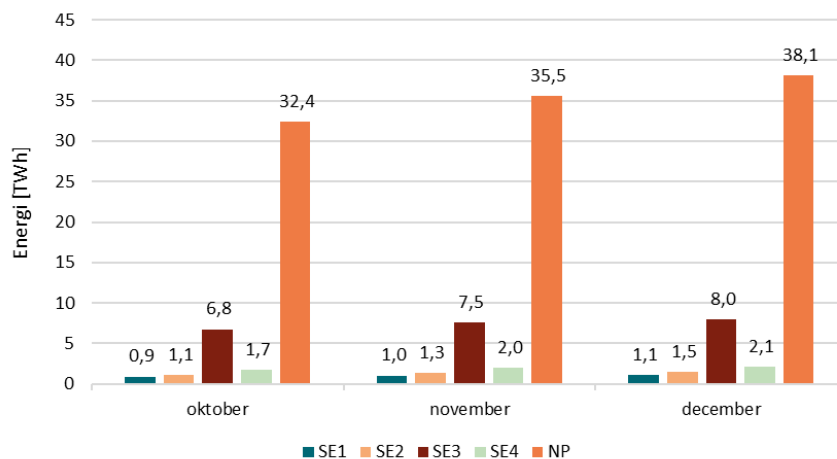


## 2 Prispåverkande faktorer

### 2.1 Efterfrågan

Elanvändningen i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) och samtliga svenska elområden ökade i december jämfört med november, vilket illustreras i Figur 13. I Norden och Sverige användes 38,1 TWh (+2,6 TWh) respektive 12,7 TWh (+0,8 TWh) el i december.

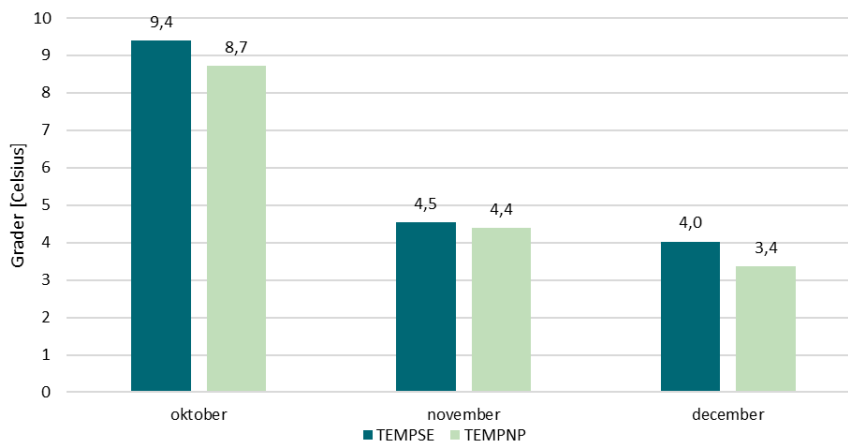
Figur 13 Elanvändning i Sverige samt Norden, TWh



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

I Figur 14 redovisas den faktiska genomsnittstemperaturen i december jämfört med de två föregående månaderna, såväl för Sverige (TEMPSE) som Norden (TEMPNP). Temperaturen var lägre under december jämfört med november, vilket ledde till en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.

Figur 14 Faktisk genomsnittstemperatur för Sverige (TEMPSE) och Norden (TEMPNP)



Källa: SKM Market Predictor

## 2.2 Elproduktion

Den nordiska elproduktionen domineras av vattenkraft, kärnkraft, vindkraft samt termisk kraft i form av kraftvärme. I Sverige är det största kraftslaget alltså 40 procent vattenkraft följt av kärnkraft och vindkraft. Även värmekraften är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge är vattenkraft det dominerande kraftslaget och står för nästan 90 procent av elproduktionen följt av vindkraft. Det danska elsystemet karakteriseras av en mycket hög andel vindkraft på närmare 60 procent 2024 följt av värmekraft och sol. Det finska elsystemet utgörs främst av 40 procent kärnkraft följt av vind- och vattenkraft. Andelen värmekraft har minskat över tid och är numer till största delen förnybar.

I Tabell 1 redovisas den installerade kapaciteten per land vid utgången av 2023, 2010 samt 1996. Följande saker är värda att kommentera:

- **Vattenkraft** utgör det enskilt viktigaste kraftslaget både i termer av effekt och energi. Mellan 1996–2023 ökade den installerade effekten med 6 700 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 är **vindkraften** det kraftslag som har ökat mest. År 2023 uppgick den totala vindkapaciteten i Norden till 35 511 MW. Dess bidrag till den tillgängliga effekten är dock mindre.
- Solkraft har ökat kraftigt de senaste åren och under 2023 uppgick kapaciteten till 9 177 MW i Norden, framför allt i Sverige och Danmark.
- 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 2023 för respektive land samt installerad kapacitet för Norden 2023, 2010 samt 1996, MW

|                    | Sverige | Danmark | Finland | Norge  | Norden  | Norden | Norden |
|--------------------|---------|---------|---------|--------|---------|--------|--------|
|                    | 2023    | 2023    | 2023    | 2023   | 2023    | 2010   | 1996   |
| <b>Vattenkraft</b> | 16 406  | 7       | 3 169   | 34 291 | 53 873  | 49 473 | 47 164 |
| <b>Vind</b>        | 16 224  | 7 277   | 6 946   | 5 064  | 35 511  | 6 441  | 930    |
| <b>Sol</b>         | 3 993   | 3 529   | 1 009   | 646    | 9 177   | 25     | 10     |
| <b>Kärnkraft</b>   | 7 101   | 0       | 5 994   | 0      | 13 095  | 11 693 | 12 365 |
| <b>Värmekraft</b>  | 7 864   | 7 516   | 8 852   | 739    | 24 970  | 29 349 | 27 503 |
| <b>Övriga</b>      | 0       | 0       | 42      | 97     | 139     | 35     | 0      |
| <b>Totalt</b>      | 51 354  | 18 202  | 23 604  | 40 566 | 133 726 | 97 016 | 87 972 |

Källa: Eurostat

I Tabell 2 redovisas den installerade elproduktionskapaciteten för respektive elområde i Sverige 2024. Mest elproduktionskapacitet finns i SE3 med nästan 21 700 MW och minst i SE4 där kapaciteten är drygt 6 700 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet per elområde och i Sverige 2024, MW

|                    | SE1   | SE2    | SE3    | SE4   | Totalt |
|--------------------|-------|--------|--------|-------|--------|
| <b>Vattenkraft</b> | 5 213 | 8 103  | 2 629  | 324   | 16 269 |
| <b>Vind</b>        | 3 067 | 7 075  | 4 233  | 2 444 | 16 819 |
| <b>Sol</b>         | 39    | 195    | 3 164  | 1 410 | 4 808  |
| <b>Kärnkraft</b>   | 0     | 0      | 7 001  | 0     | 7 001  |
| <b>Värmekraft</b>  | 288   | 787    | 4 637  | 2 533 | 8 245  |
| <b>Totalt</b>      | 8 607 | 16 160 | 21 664 | 6 711 | 53 142 |

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under december uppgick den genomsnittliga tillgängligheten för den svenska kärnkraften till 87 procent vilket är högre än föregående månad men lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2024. I Forsmark 1 drabbades av både oplanerade och planerade driftstopp under några dagar i december. Oskarshamns 3 är åter i drift efter ett tillfälligt oplanerat driftstopp 11–18 december för reparation. Tillgängligheten i Finland för december var 95 procent. Sammantaget var tillgängligheten i december för den nordiska kärnkraften lägre än den genomsnittliga tillgängligheten för perioden 2014–2024, vilket ses i Tabell 3.

Tabell 3 Status 2025-01-08 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i december

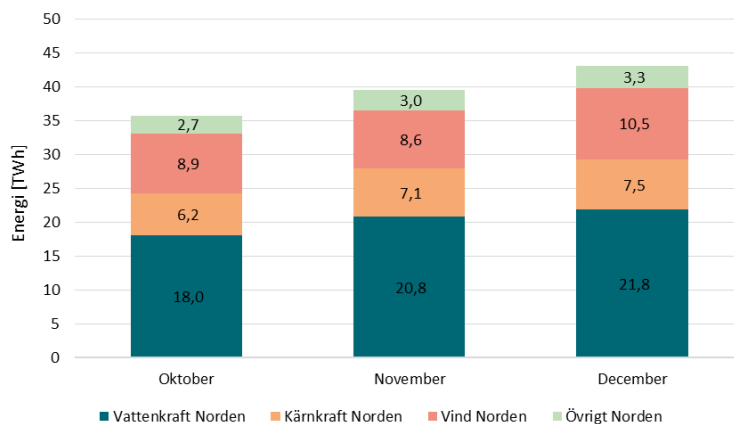
| Reaktor/Region | Status  | Tillgänglighet<br>[%] | Tillgänglig<br>kapacitet,<br>[MW] | Installerad<br>kapacitet,<br>[MW] | Genomsnittlig<br>tillgänglighet<br>2014–2024 | Faktisk/planerade<br>revisioner |
|----------------|---------|-----------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------|---------------------------------|
| Forsmark 1     | I drift | 44%                   | 478                               | 1 092                             | 96%                                          | 6 sept-17 nov 2026              |
| Forsmark 2     | I drift | 100%                  | 1 120                             | 1 120                             | 93%                                          | 12 apr-25 juni 2026             |
| Forsmark 3     | I drift | 100%                  | 1 166                             | 1 167                             | 91%                                          | 8 mars–4 april 2026             |
| Oskarshamn 3   | I drift | 80%                   | 1 124                             | 1 400                             | 90%                                          | 28 mars–22 maj 2026             |
| Ringhals 3     | I drift | 100%                  | 1 074                             | 1 074                             | 99%                                          | 4 maj–19 juli 2026              |
| Ringhals 4     | I drift | 100%                  | 1 130                             | 1 130                             | 84%                                          | 2 sep-15 okt 2026               |
| Loviisa 1      | I drift | 100%                  | 508                               | 508                               | 100%                                         | 19 sep-11 okt 2026              |
| Loviisa 2      | I drift | 100%                  | 502                               | 502                               | 100%                                         | 2 aug-13 sep 2026               |
| Olkiluoto 1    | I drift | 100%                  | 889                               | 890                               | 100%                                         | 19 april–8 juni 2026            |
| Olkiluoto 2    | I drift | 83%                   | 735                               | 890                               | 94%                                          | 6–16 april 2026                 |
| Olkiluoto 3    | I drift | 96%                   | 1 530                             | 1 600                             | 94%                                          | 10 sep–3 nov 2026               |
| <b>Norden</b>  |         | <b>90%</b>            | <b>10 257</b>                     | <b>11 373</b>                     | <b>94%</b>                                   |                                 |
| <b>Sverige</b> |         | <b>87%</b>            | <b>6 093</b>                      | <b>6 983</b>                      | <b>92%</b>                                   |                                 |
| <b>Finland</b> |         | <b>95%</b>            | <b>4 164</b>                      | <b>4 390</b>                      | <b>98%</b>                                   |                                 |

Källa: SKM Market Predictor

Anm: Genomsnittlig tillgänglighet för Olk3, som togs i drift 2023, baseras på de senaste två åren.

I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 43,1 TWh under december (+3,6 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga Vatten-, kärn- och vindkraft hade alla något högre produktion jämfört med månaden innan där vindkraften ökade mest (+1.9 TWh). Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 15 respektive Figur 16 nedan.

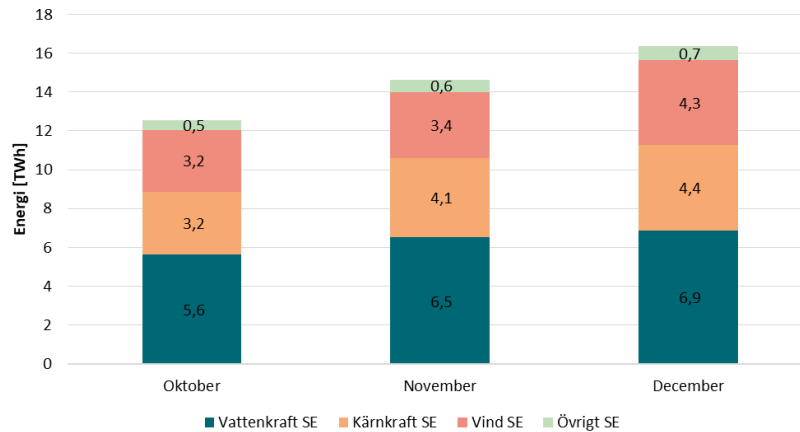
Figur 15 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige i var elproduktionen 16,4 TWh under december (+1,7 TWh). Även i Sverige hade samtliga kraftslag hade en högre produktion under december, där vindkraften var det kraftslag som ökade mest (+0,9 TWh).

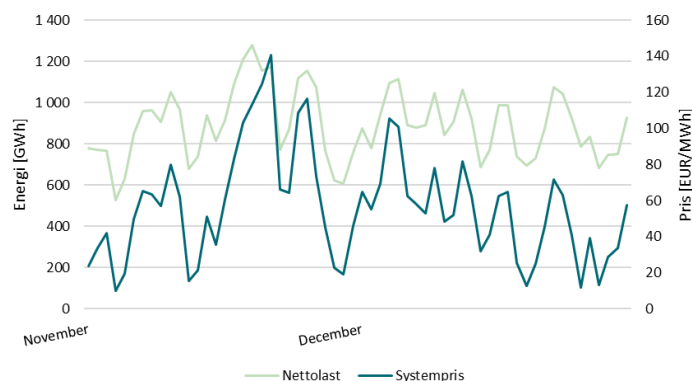
Figur 16 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Figur 17 nedan redovisas nettolasten i Norden samt systempriset per dag under de två senaste månaderna. Med nettolast menas efterfrågan minus produktion från vind- och solkraft. Nettolasten motsvarar den efterfrågan som det övriga kraftsystemet måste hantera. Nettolasten möts i första hand med reglerbar kraftproduktion som vattenkraft eller termiska anläggningar. I figuren 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.

Figur 17 Nettolast i Norden och systempris per dag de senaste två månaderna, GWh

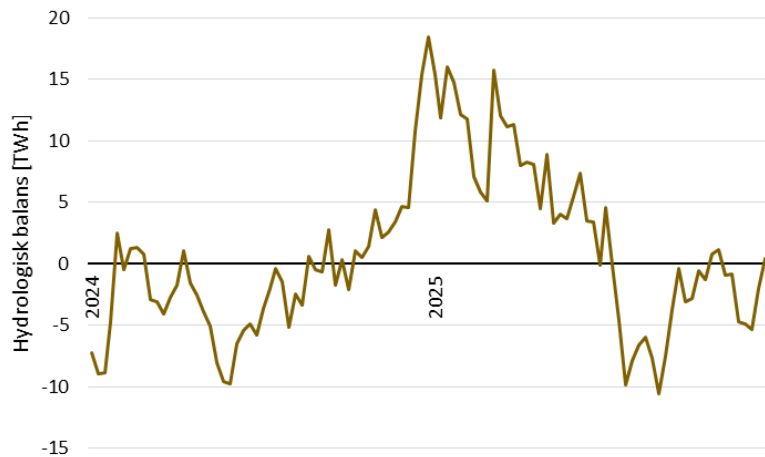


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

### 2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen<sup>2</sup> i Norden var -0,9 TWh i slutet av 2025, se Figur 18. Det är en förbättring jämfört med sista vecka i november då den var -4,9 TWh.

Figur 18 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2024–2025, TWh

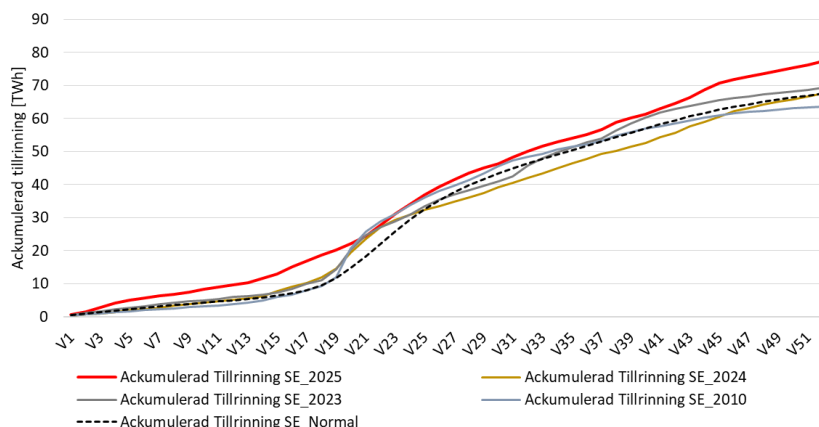


Källa: SKM Market Predictor

I Figur 19 och Figur 20 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden per vecka för ett genomsnittligt normalår och för några historiska år. Den ackumulerade tillrinningen under 2025 var betydligt högre än ett genomsnittligt normalår i Sverige och något högre för Norden.

För årets veckor 49–52 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1 TWh/vecka i Sverige vilket är högre än den normala tillrinningen för perioden som är 0,6 TWh.

Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh

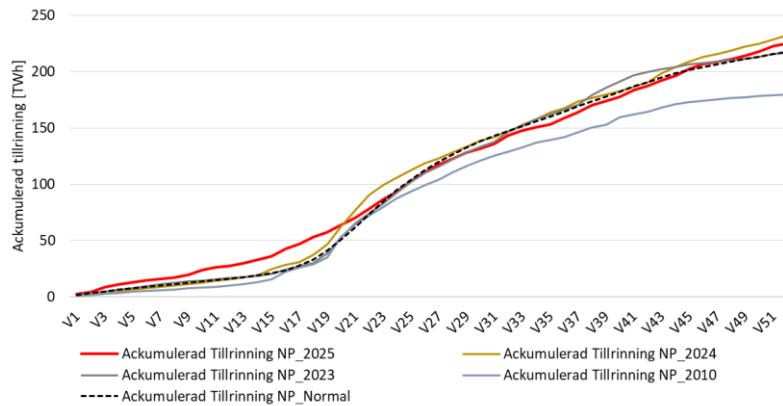


Källa: SKM Market Predictor

<sup>2</sup> 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 den genomsnittliga tillrinningen per vecka till 3,5 TWh under vecka 49–52, vilket är över en normal tillrinning som är 2,1 TWh för perioden.

Figur 20 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh

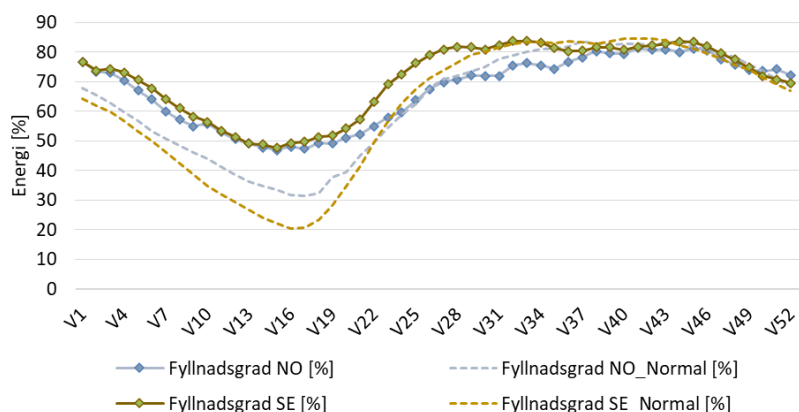


Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinen redovisas i Figur 21 nedan. Under inledningen och våren 2025 var nivåerna i de nordiska vattenmagasinen långt över det normala och i slutet av året var nivåerna något över normalt. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 72 procent vilket är tre procentenheter över normalt för vecka 52.

Fyllnadsgraden i de svenska magasinen var 70 procent vilket är över normalen som är 67 procent<sup>3</sup>. I Norge var fyllnadsgraden 72 procent samma vecka vilket även det är över normalen som är 69 procent för aktuell vecka<sup>4</sup>.

Figur 21 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

<sup>3</sup> 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 1960–2024 vara 62 procent för vecka 52.

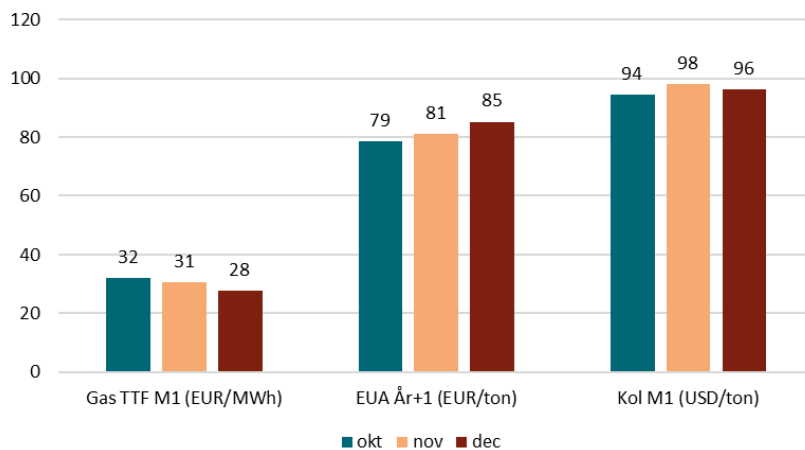
<sup>4</sup> Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 68 procent för vecka 52.

## 2.4 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 [Globala energimarknaderna \(energimyndigheten.se\)](https://www.energimyndigheten.se/globala-energimarknaderna).

Som framgår i Figur 22 så sjönk det genomsnittliga månadspriset för gas och kol under december jämfört med föregående månad. Samtidigt steg det genomsnittliga månadspriset på utsläppsrätter.

Figur 22 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under oktober–december 2025



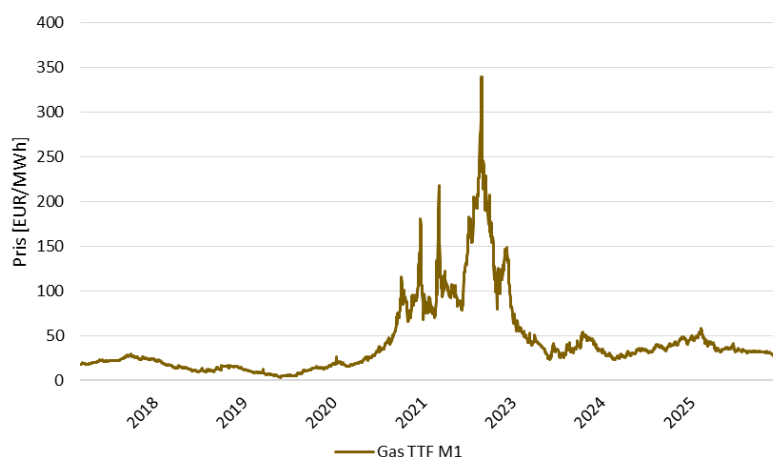
Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

Dagspriser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 23. Det genomsnittliga priset i december (för leverans nästa månad) uppgick till 28 EUR/MWh och 3 EUR/MWh lägre än föregående månad. Det har varit små rörelser i dagspriset på gas under månaden. Högsta dagspris nåddes den 29 december då det var knappt 29 EUR/MWh och månadens lägsta dagspris var 27 EUR/MWh och inträffade vid tre dagar under månadens mitt. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 62 procent den 31 december, att jämföra med 75 procent den 30 november.<sup>5</sup> Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

<sup>5</sup> [Data Overview / Historical Data - AGSI](#)



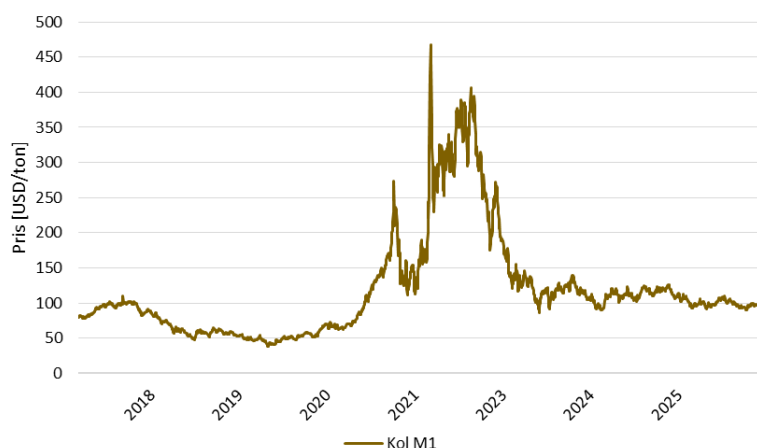
Figur 23 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det genomsnittliga priset för kol i december var 96 USD/ton och därmed 2 USD/ton lägre jämfört med föregående månad. Månadens högsta dagsnotering på 100 USD/ton inträffade den 2 december för att nå det lägsta dagspriset 95 USD/ton den 15 november. Dagspriser på kol redovisas i Figur 24 och priserna på kol följer i stor utsträckning priset på gas.

Figur 24 Dagspriser på kol API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsrättspriset för nästkommande år redovisas i Figur 25. Genomsnittspriset under december var 85 EUR/ton och därmed 4 EUR/ton högre jämfört med föregående månad. Månaden inleddes med månadens lägsta dagspris på 82 EUR/ton 2–3 december medan det högsta dagspriset på drygt 88 EUR/ton inträffade i slutet av månaden.

Figur 25 Dagspriser på EU ETS, EUR/ton

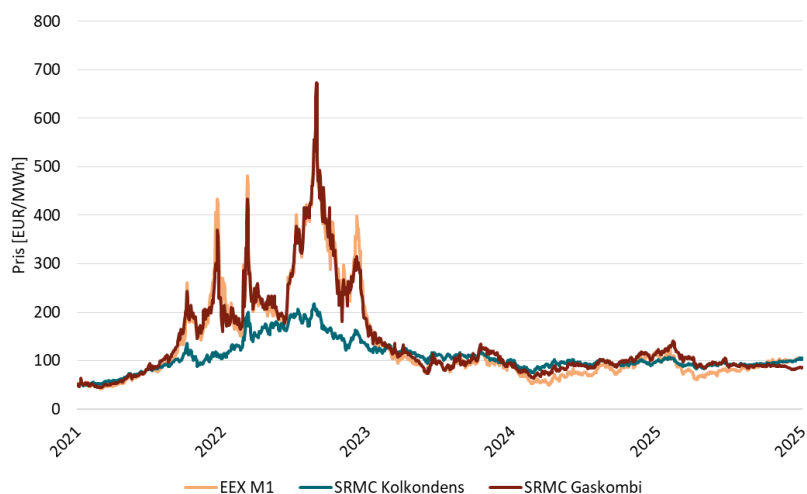


Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

## 2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

I ett termiskt system, exempelvis det som finns i Tyskland, påverkar fossila bränslepriser samt priserna på utsläppsrätter den kortsiktiga marginalkostnaden (rörliga kostnaden) i fossilbaserade kraftverk. Detta påverkar i sin tur elpriserna eftersom kol- och naturgasbaserade kraftverk är prissättande. Vid tillfällen när Sverige exporterar samtidigt som hela eller delar av Sverige bildar ett gemensamt prisområde med kontinenten kan termiska kraftverk på kontinenten bli prissättande för hela området. redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). För gaskombi var kostnaden 84 EUR/MWh i december och därmed 4 EUR/MWh lägre än föregående månad. För kolkondens var kostnaden 102 EUR/MWh vilket är 3 EUR/MWh högre än föregående månad. 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 betydande orsak till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Figur 26 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.

## 2.6 Handel

Nettoexporten från Sverige var 3,9 TWh under december, vilket är 0,9 TWh mer än under föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick i slutet av december till 33,6 TWh vilket ses i Tabell 4. Det kan jämföras med motsvarande period 2024 som var 33,3 TWh nettoexport. För Norden som helhet är motsvarande nettoexport 40,5 TWh för både 2024 och 2025.

Under december var det inga timmar med nettoimport och därmed har det varit nettoimport under totalt 53 timmar under 2025. Under 2024 uppgick antal timmar med nettoimport till 150 timmar, där merparten av dem uppstod under januari. Under 2023 hade Sverige nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december och det var 201 timmar under 2022.

Tabell 4 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), TWh

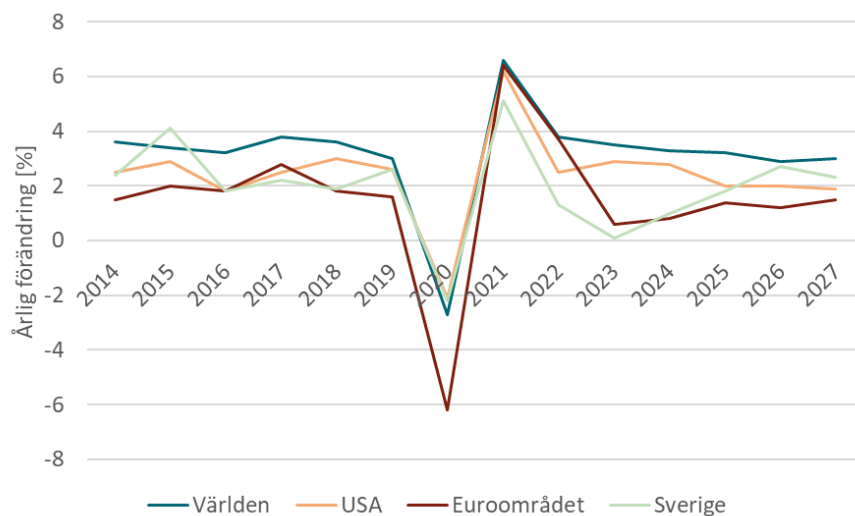
| Exporterande<br>region | Importerande<br>region | 2025<br>December | 2025<br>November | 2025_V52<br>52 veckors<br>rullande summa | 2024_V52<br>52 veckors<br>rullande summa |
|------------------------|------------------------|------------------|------------------|------------------------------------------|------------------------------------------|
| SE1                    | FI                     | -0,7             | -0,8             | -5,9                                     | -4,1                                     |
| SE3                    | FI                     | -0,3             | -0,1             | -4,0                                     | -2,5                                     |
| SE3                    | DK1                    | -0,4             | -0,3             | -3,4                                     | -2,5                                     |
| SE4                    | DK2                    | -0,8             | -0,6             | -7,2                                     | -6,6                                     |
| SE1                    | NO4                    | -0,1             | 0,1              | 0,8                                      | -0,7                                     |
| SE2                    | NO4                    | 0,0              | 0,1              | 0,5                                      | -0,3                                     |
| SE2                    | NO3                    | -0,2             | 0,0              | -0,2                                     | -2,5                                     |
| SE3                    | NO1                    | -0,5             | -0,4             | -4,5                                     | -3,9                                     |
| SE4                    | DE                     | -0,1             | -0,1             | -2,4                                     | -2,6                                     |
| SE4                    | PL                     | -0,4             | -0,4             | -3,3                                     | -2,4                                     |
| SE4                    | LT                     | -0,4             | -0,4             | -3,9                                     | -5,2                                     |
| DK1                    | NL                     | -0,1             | 0,0              | 0,1                                      | -0,6                                     |
| DK1                    | DE                     | -0,6             | -0,7             | -5,3                                     | -4,5                                     |
| DK2                    | DE                     | -0,4             | -0,2             | -2,3                                     | -3,0                                     |
| NO2                    | NL                     | -0,4             | -0,2             | -2,4                                     | -2,9                                     |
| NO2                    | DE                     | -0,8             | -0,8             | -7,0                                     | -5,7                                     |
| NO2                    | UK                     | -0,9             | -0,6             | -9,3                                     | -9,9                                     |
| NO4                    | RU                     | 0,0              | 0,0              | 0,0                                      | 0,0                                      |
| FI                     | RU                     | 0,0              | 0,0              | 0,0                                      | 0,0                                      |
| FI                     | EE                     | -0,7             | -0,7             | -4,7                                     | -3,6                                     |
| <b>Nettoexport</b>     | <b>Sverige</b>         | <b>-3,9</b>      | <b>-3,0</b>      | <b>-33,6</b>                             | <b>-33,3</b>                             |
| <b>Nettoexport</b>     | <b>Norden</b>          | <b>-4,7</b>      | <b>-4,1</b>      | <b>-40,5</b>                             | <b>-40,5</b>                             |

Källa: SKM Market Predictor

## 2.7 Ekonomisk utveckling

På kort sikt kan en minskad ekonomiska utvecklingen påverka elmarknaden på åtminstone två olika sätt genom att påverka elpriset i nedåtgående riktning. 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 27 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 27 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI, kalenderkorrigerade värden

Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (december 2025) att konjunkturåterhämtning står på fastare mark. Efter en svag start på 2025 har svensk BNP stigit snabbt två kvartal i rad. Det förklaras till stor del av exporten, som växte starkt det tredje kvartalet. Efterfrågan steg dock på bred front det tredje kvartalet med ökningar i både privat och offentlig konsumtion samt investeringar. Återhämtningen fortsätter alltså de närmaste kvartalen och under det andra halvåret 2026 bedöms lågkonjunkturen ebba ut.

BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,8 procent 2025 (högre än i förra prognosen från september) och 2,7 procent år 2026 vilket är en liten ökning sedan prognosen.

## 3 Finansiella marknaden och terminspriser

Förutom den fysiska handeln med el handlar många marknadsaktörer även på 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 kan detta gälla 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 på den finansiella marknaden kan sägas återspegla marknadsaktörernas samlade värdering 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 för finansiella produkter varit Nasdaq OMX Commodities<sup>6</sup>, men även den största börsen i Europa EEX<sup>7</sup> har länge erbjudit handel med kontrakt som gäller el i Norden. I början av 2025 meddelades att en annan europeisk börs, Euronext, avser att förvärva Nasdaqs nordiska elterminer och överföringen dit beräknas vara klar i mars 2026. Utöver att handla på en organiserad handelsplats/börs finns också möjligheter för parter att ingå avtal med varandra direkt, så kallad bilateral handel. I dessa avtal är det möjligt att göra mer individuella anpassningar av kontraktens utformning.

### 3.1 Terminspriser

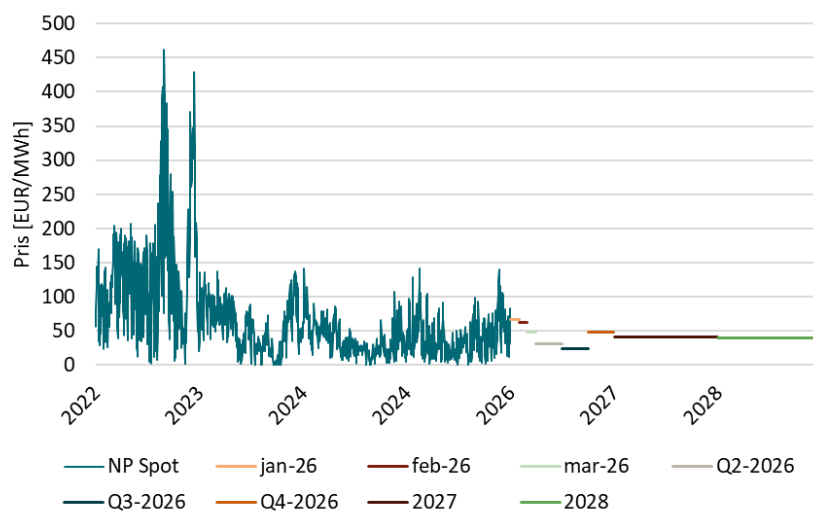
Terminspriset i Norden (systempris) för januari 2026 (frontmånad) stängde på 62 EUR/MWh i slutet på december och priserna på årskontrakten för Norden 2027 och 2028 stängde på 41 respektive 40 EUR/MWh. I Figur 28 nedan redovisas Nord Pools systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nasdaq OMX Commodities.

---

<sup>6</sup> Nasdaq: Stock Market, Data Updates, Reports & News

<sup>7</sup> European Energy Exchange AG (EEX)

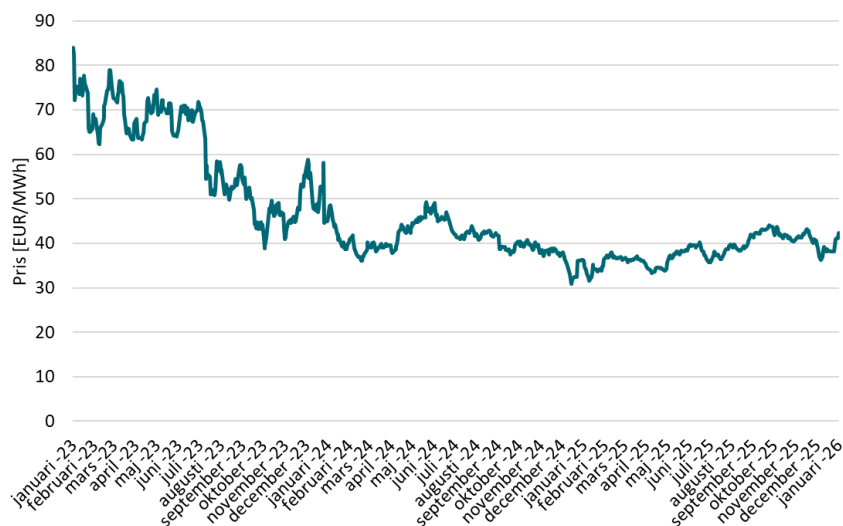
Figur 28 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-12-30

Figur 29 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av december handlades kontrakt för kommande år (2027) för 41 EUR/MWh vilket är på samma nivå som i slutet av föregående månad. Vid inledningen av 2025 handlades kontraktet kommande år på 36 EUR/MWh.

Figur 29 Utveckling av forwardpriset för leveranser kommande år, EUR/MWh



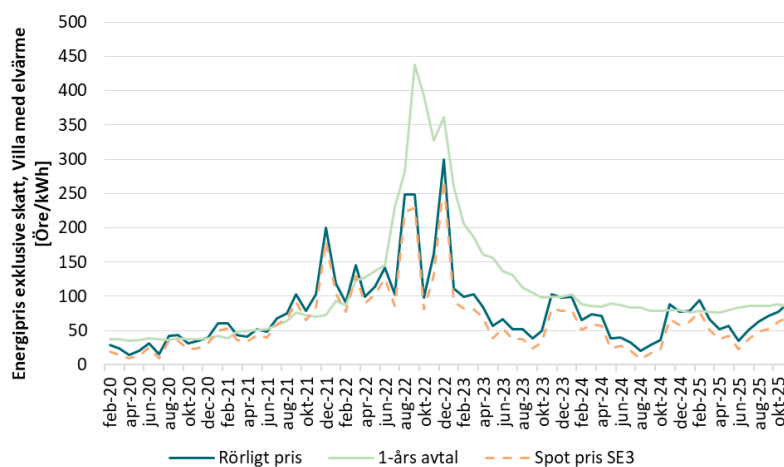
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2026-01-02

## 4 Slutkundspriser

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid timprisavtal (eller 15-minuters avtal) och rörliga avtal. Även fastprisavtal kan påverkas, men på längre sikt. I Figur 30 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE3 för typkunden villa med elvärme<sup>8</sup>. I november sjönk priset på ett fastprisavtal något medan det steg för ett rörligt avtal jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt) var 0,85 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 och 0,89 kr/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 var 1,1 kr/kWh för fastprisavtal och 1 kr/kWh för ett rörligt.

Av de svenska elkunderna var det enligt den senaste statistiken 74 procent av alla kunder som hade någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal) i november. Av dessa är 15 procent timprisavtal. SE4 är det elområde med den högsta andelen rörliga avtal där andelen är 83 procent (16 procent har timprisavtal), med en ökning från 62 procent sedan januari 2022.

Figur 30 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, till och med november 2025, öre per kWh



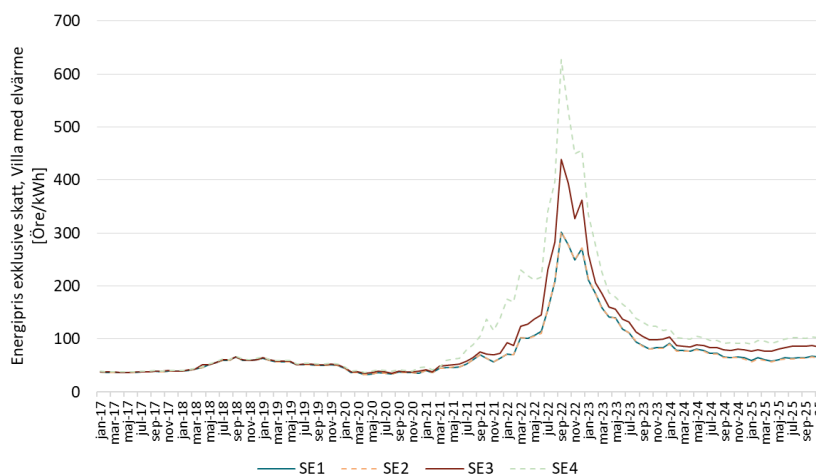
Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 31 redovisas utvecklingen av priserna för ett fastprisavtal på ett år för en villa med elvärme i respektive elområde. Priserna har historiskt sett legat väldigt nära varandra men började från år 2021 att skilja sig mer åt. Sedan dess har SE1 och SE2 generellt haft lägre priser än SE3 som i sin tur haft lägre priser än SE4.

<sup>8</sup> 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.



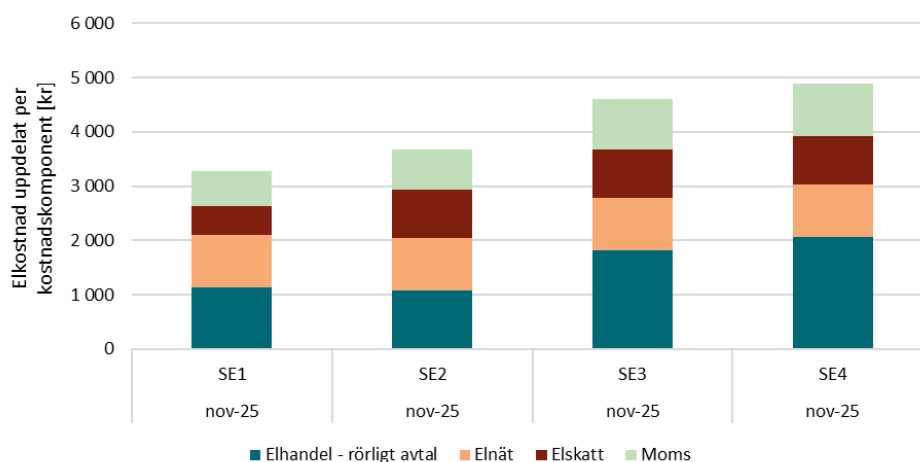
Figur 31 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, till och med november 2025, öre per kWh



Källa: SCB

Den totala elkostnaden för en kund består enkelt uttryckt av tre delar, kostnaden för elen som handlas, nätavgifter för transporten av el samt energiskatter och avgifter. 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 omkring 3 300 kr respektive 3 700 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 4 600 kr respektive 4 900 kr.

Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 2 035 kWh för aktuell månad) för respektive elområde i november. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätpris, elskatt och moms.

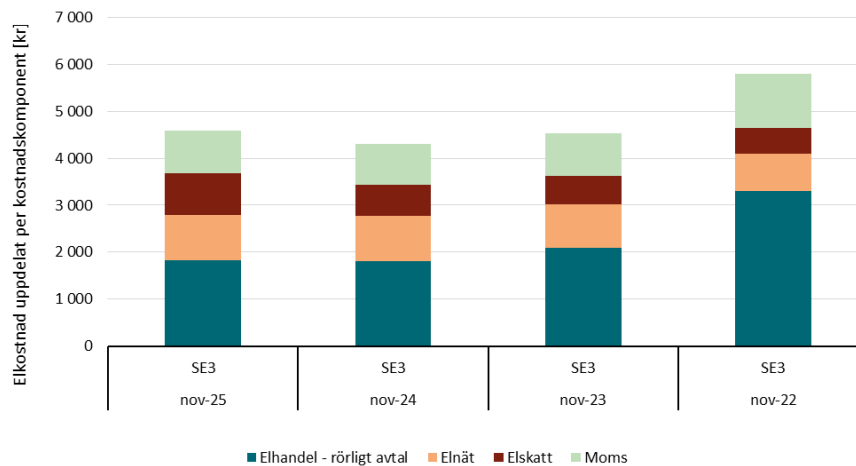


Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten

Anm: Det antagna elnätpris samma i alla elområden, i verkligheten varierar elnätpriset geografiskt, både inom och mellan elområden. 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 åren 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 högre jämfört med motsvarande månad föregående två år men lägre än 2022. Jämförs kostnaden i november 2025 med november 2024 så visar Figur 33 att trots att kostnaden för elhandel och elnät är på samma nivå så är kostnaden för skatt och moms högre, under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 33 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i november jämfört med motsvarande månad tidigare år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 2 035 kWh för aktuell månad). Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten.

## 5 Nyhetsuppdatering

I detta avsnitt beskrivs några av nyheterna på elmarknaden i korthet.

### Ansökan om statligt stöd för kärnkraft inlämnat

Dagen innan julafton lämnade Videberg kraft in den första ansökningen om statligt stöd för ny kärnkraft och ska nu behandlas vidare av Regeringskansliet. Ansökan gäller ny kärnkraft vid Ringhals där det nu står mellan fem BWRX-300 reaktorer från GE Vernova Hitachi eller tre reaktorer från Rolls-Royce SMR, vilket kommer att ge en total effekt på cirka 1 500 MW. Beslut om slutlig leverantör planeras under 2026.

Det är industribolagen och Vattenfall som står bakom Videberg kraft, där nio bolag inom Industrikraft har slutit ett avtal med Vattenfall om att formellt köpa 20 procent av aktierna i Videberg Kraft.<sup>9</sup>

### Effektökningen i Forsmark 1 är i hamn

Effektökningen på 100 MW i Forsmark 1 har gjorts i två steg. I april 2024 gjordes det första steget med 50 MW och i mitten av december 2025 blev även det andra steget med ytterligare 50 MW klart. Efter en lång period med provdrift och godkännanden från SSM och Svenska kraftnät kan Forsmark 1 nu leverera på den nya effekten 1 120 MW.<sup>10</sup>

### Avtal om strategisk reserv är tecknat

Den första upphandlingen av en strategisk reserv för den pågående vintern blev avbruten<sup>11</sup> eftersom inga bud under det angivna maxtaket kommit in och en ny upphandling startade strax efter det. Torsdagen den 8 januari har Svenska kraftnät tecknat ett avtal som avser perioden 15 januari till 15 mars.<sup>12</sup> Den strategiska reserven består av två elproducenter på tillsammans 350 MW, Sydkraft avseende Karlhamnsverket i Blekinge på 330 MW och Mälarenergi avseende Aros G4 Västerås på 20 MW.

Den strategiska reserven syftar till att säkerställa effekttillräcklighet vid ansträngda situationer och är normalt ett verktyg för Svenska kraftnät som ansvarar för att upprätthålla kraftsystemets stabilitet. Den strategiska reserven får normalt aktiveras mellan 16 november och 15 mars när det finns en betydande risk att alla andra tillgängliga balansresurser inte är tillräckliga för att upprätthålla balansen mellan tillgång och efterfrågan i elsystemet.

### Stormarna Johannes och Anna orsakade många strömavbrott

I mellandagarna och kring nyår drog först stormen Johannes in och sedan stormen Anna som har orsakat stora mängder snö och fällda träd vilket

<sup>9</sup> [Vattenfall: Videberg Kraft ansöker om statligt stöd för investering i ny kärnkraft - Vattenfall](#)

<sup>10</sup> [En efterlängtat milstolpe – effekthöjning i hamn på Forsmark 1 - Vattenfall](#)

<sup>11</sup> [Sverige står utan elreserv i vinter | Svenska kraftnät](#)

<sup>12</sup> [Svenska kraftnät tecknar avtal om en strategisk reserv | Svenska kraftnät](#)

orsakat stor påverkan elnätet och många kunder utan el. Det finns olika uppgifter på hur många elabonnenter som blev utan el men minst 60 000 där många avbrott blev långvariga och fortfarande har inte alla kunder fått tillbaka elen. Stormarna påverkade inte stamnätet men väl regions- och lokalnät.<sup>13</sup> Hårdast drabbade var och är Västernorrland och Gävleborg.

---

<sup>13</sup> [Ellevio | Gemensamt uttalande från Ellevio, Eon och Svk med anledning av stormarna Johannes och Anna](#)