

Nuläget på elmarknaden

Oktober 2025

Publicerad 2025-11-05

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 dagen före-marknaden	8
1.1 Årspriser	9
1.2 Månadsgenomsnitt	9
1.3 Veckogenomsnitt.....	11
1.4 Timpriser	13
1.5 Negativa priser	14
1.6 Kvartspriser	16
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 Den ekonomiska utvecklingen	29
3 Finansiella marknaden och terminspriser	30
3.1 Terminspriser	30
4 Slutkundspriser	32
5 Nyhetsuppdatering	35

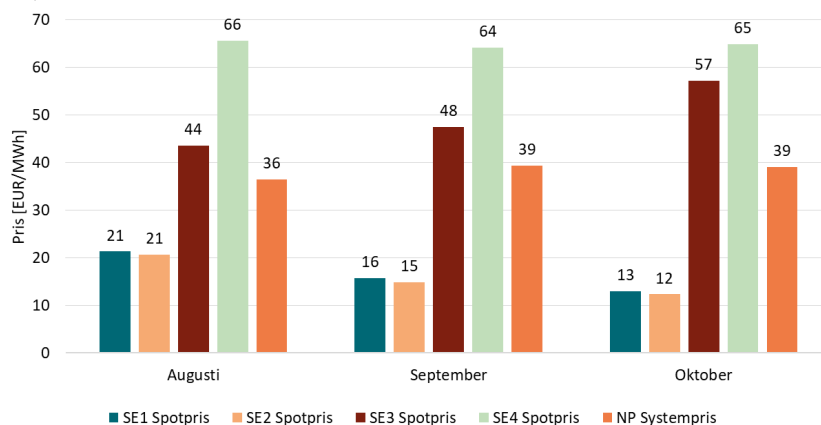
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna på el i oktober var betydligt högre i SE3 och något högre i SE4 medan de var lägre i SE1 och SE2 jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. I SE3 var priset 57 EUR/MWh i augusti (+10 EUR/MWh från föregående månad). I SE4 var priset 65 EUR/MWh (+1 EUR/MWh). Månadsmedelpriset för oktober i SE3 och SE4 är relativt högt och har endast varit högre under 2021 och 2022.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 13 respektive 12 EUR/MWh i oktober (-3 EUR/MWh från föregående månad). Det högsta noterade genomsnittspriset under oktober i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2022 och låg då på 46 respektive 47 EUR/MWh. Systempriset var 39 EUR/MWh i oktober och därmed oförändrat från september.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige ökade under oktober jämfört med föregående månad till 44 EUR/MWh (+12 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3, och till 53 EUR/MWh (+3 EUR/MWh) när SE2 jämförs med SE4.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta medeltimpriset i Sverige under oktober inträffade i SE4 tisdagen den 14 oktober som då var 413 EUR/MWh. Samma dag inträffade det högsta medeltimpriset även i SE3 på 312 EUR/MWh. I SE1 och SE2 inträffade det högsta medeltimpriset torsdagen den 30 oktober med 80 respektive 90 EUR/MWh. Även systempriset hade det högsta genomsnittliga timpriset tisdagen den 14 oktober med 120 EUR/MWh.

Det lägsta medeltimpriset under september inträffade i SE1 torsdag den 2 oktober som då var -74 EUR/MWh. Det lägsta medeltimpriset i SE2 inträffade onsdagen den 15 oktober med -0.5 EUR/MWh i SE3 fredag den 10 oktober med -1,3 EUR/MWh och i SE4 lördagen den 4 oktober med -1,8 EUR/MWh. Medelsystempriset var som lägst 0 EUR/MWh vilket inträffade söndag den 5 oktober.

Det högsta kvartspriset under oktober inträffade i SE4 tisdagen den 14 oktober kl. 18.45-19.00 och var då 519 EUR/MWh. Det lägsta kvartspriset inträffade i SE1 torsdagen den 2 oktober kl. 18.45-19:00 och var då -95 EUR/MWh.

Under 2024 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 722 timmar vilket motsvarade drygt åtta procent av årets timmar. I övriga elområden var antalet timmar mellan 626–651. I oktober 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 21 timmar vilket var sju timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE3 med 17 timmar vilket är 13 timmar fler än föregående månad. I SE1 och SE4 uppstod 12 respektive 16 timmar med negativa priser under oktober vilket var nio timmar fler för båda jämfört med föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. oktober) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 606 timmar.

Terminspriset i Norden¹ (systempris) för november 2025 (frontmånad) stängde på 52 EUR/MWh i slutet på oktober och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 41 respektive 31 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Högre elanvändning:** Elanvändningen i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) och samtliga svenska elområden ökade i oktober jämfört med september. I Norden användes 32,4 TWh, en ökning med 4,4 TWh jämfört med föregående månad. I Sverige användes 10,5 TWh el, en ökning med 1,5 TWh jämfört med föregående månad. En förklaring är att utomhustemperaturen var lägre under oktober jämfört med september, vilket innebär en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.
- **Högre elproduktion:** I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 35,8 TWh under oktober (+5,1 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga kraftslag hade en högre produktion i oktober jämfört med september, där vattenkraften var det som ökade mest, från 15,9 TWh till 18 TWh. I Sverige i var elproduktionen 12,6 TWh under oktoberber (+1,6 TWh). Såväl

¹ Med "Norden" avses i denna rapport Norge, Sverige, Danmark och Finland

vattenkraft som kärnkraft och vindkraft hade en högre produktion under oktober, där vindkraften var det krafslag som ökade mest, från 2,6 till 3,2 TWh.

- **Något förbättrad hydrologisk balans och god fyllnadsgrad i nordiska vattenmagasin:** Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var 0,4 TWh vecka 43. Det är förbättrat jämfört med sista veckan i september som avslutades på -3,1 TWh. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 81 procent vilket är två procentenheter under normalen för vecka 43.
- **Något lägre pris på gas och kol, men högre pris på utsläppsrätter:** Månadsmedelpriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden för TTF M1 (med leverans nästa månad) var 32 EUR/MWh (-0,5 EUR/MWh). För kol blev priset 94 USD/ton (-0,5 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 79 EUR/ton (+2,4 EUR/ton).
- **Ekonomi:** Konjunkturinstitutet konstaterar i sin senaste prognos (september 2025) att en försiktig återhämtning syns i svensk ekonomi och att den har förbättrats under sommaren. I år blir BNP-tillväxten högre under andra halvåret och tillväxten stiger sedan ytterligare nästa år, då framför allt hushållen får del av den expansiva statsbudgeten. Det dröjer trots det till 2027 innan lågkonjunkturen är över. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,1 procent 2025 (ingen förändring från förra prognosen) och 2,4 procent år 2026 vilket är en liten nedskrivning sedan prognosen från juni.

Nytt i Nuläget på elmarknaden är ett kapitel med nyhetsuppdateringar där du bland annat kan läsa om att det inte kommer finnas en strategisk reserv i vinter men att effekthalansen bedöms vara god, att Svenska kraftnät haft ett dataintrång och att många i Norge ingått avtal om Norgepriser.

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

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 konkurrerades ut 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).

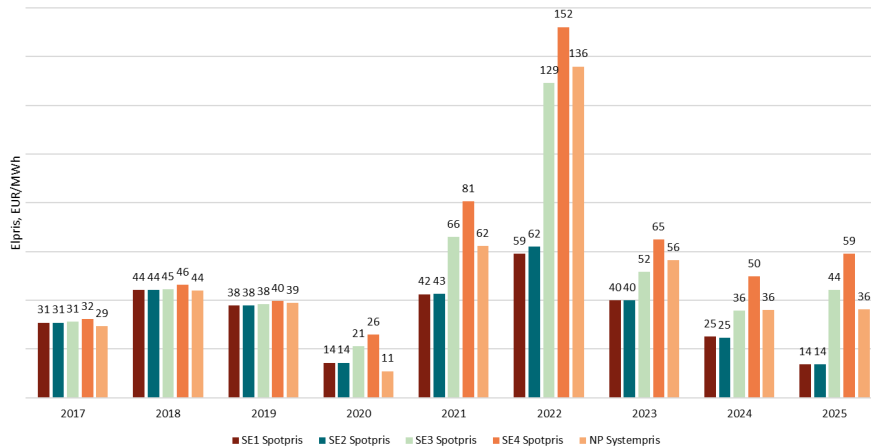
Inom den EU-gemensamma elmarknaden kopplas alla medlemsstaters marknader till varandra. De ledningar som förbinder de olika medlemsstaternas elsystem optimeras av de systemansvariga (i Sverige Svenska kraftnät) för att ge en så stor samhällsekonomisk nytta som möjligt för hela området. För Sveriges del 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 timme, eller som framöver 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 2024 i svenska elområdena och systempriset blev de lägsta sedan 2020, som i sin tur var ett år med ovanligt låga priser vilket ses i Figur 2. Hittills ligger genomsnittliga elpriset för 2025 lägre i SE1 och SE2 jämfört med föregående år och högre i SE3 och SE4.

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

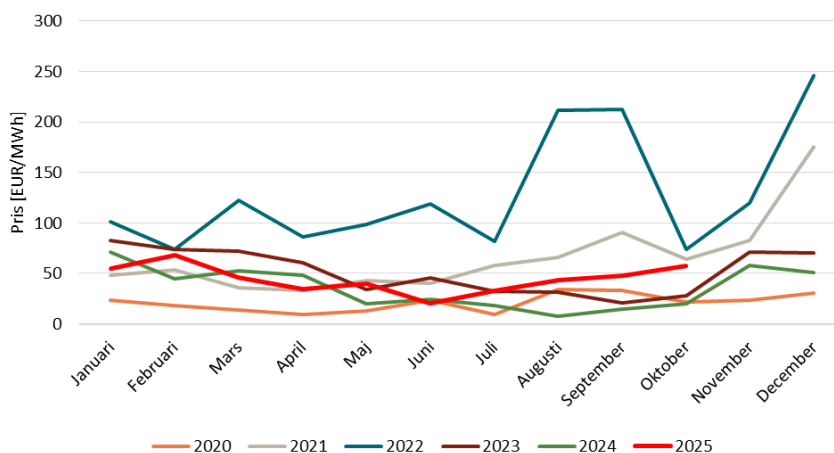


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Månadsgenomsnitt

Under oktober var det genomsnittliga priset 57 EUR/MWh i SE3 vilket kan jämföras med priset i september som var 48 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för oktober i SE3 var som högst under 2022 då det var 74 EUR/MWh. Månadsmedelpriset har endast varit högre 2021 och 2022 och beror till stor del på låg tillgänglighet i kärnkraften som finns i just SE3.

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

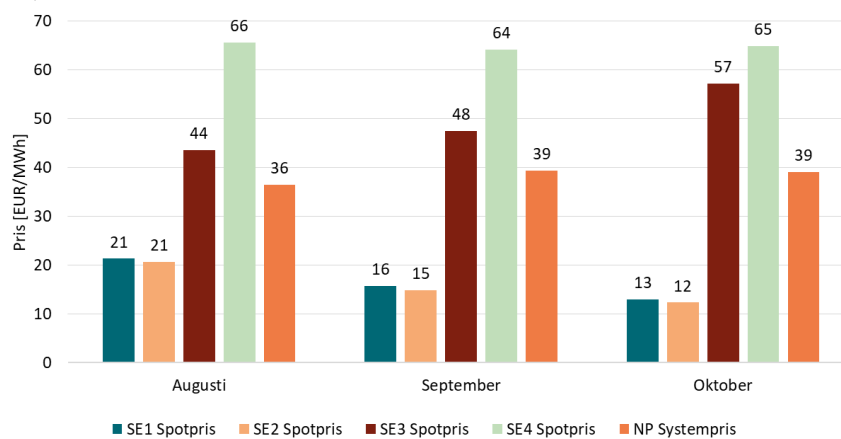


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I oktober var priset i SE4 65 EUR/MWh, vilket är något högre än i september då priset var 64 EUR/MWh. Månadsmedelpriset för oktober i SE4 är lägre än det var under 2021 och 2022 då det var 86 respektive 74 EUR/MWh.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 13 respektive 12 EUR/MWh i oktober vilket är 3 EUR/MWh lägre än i september i båda elområdena. Det högsta noterade genomsnittspriset under oktober i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2022 och låg då på 46 respektive 47 EUR/MWh. Systempriset var 39 EUR/MWh i oktober och därmed oförändrat från september. 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 augusti–oktober 2025, EUR/MWh

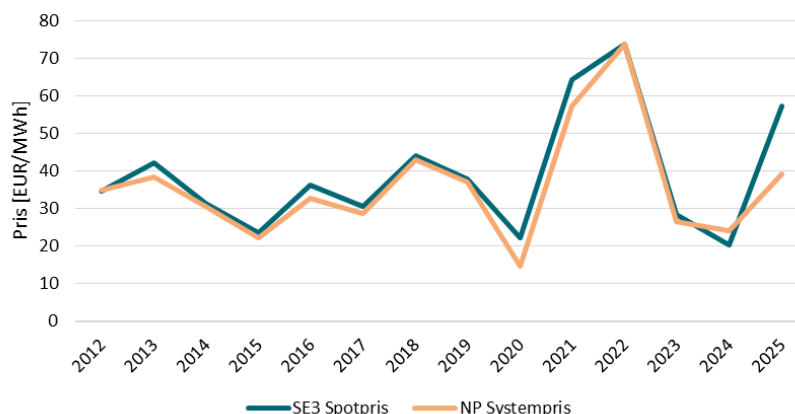


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 ökade under oktober till 44 EUR/MWh (+12 EUR/MWh) jämfört med föregående månad. Prisskillnaden mellan SE2 och SE4 ökade också under oktober till 53 EUR/MWh (+3 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) var prisskillnaden i oktober knappt 1 EUR/MWh vilket är samma som under september. I södra Sverige (SE3-SE4) minskade prisskillnaden till 8 EUR/MWh (-9 EUR/MWh).

Spotpriset i SE3 har historiskt följt systempriset relativt väl under oktobermånader med undantag för några år. Skillnaden för oktober i år var dock stor då månadsmedelpriset i SE3 var 18 EUR/MWh högre än systempriset.

Figur 5 Månadsmedelpris spot för oktober 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 oktober jämfört med föregående månad kan läsas under avsnittet Prispåverkande faktorer.

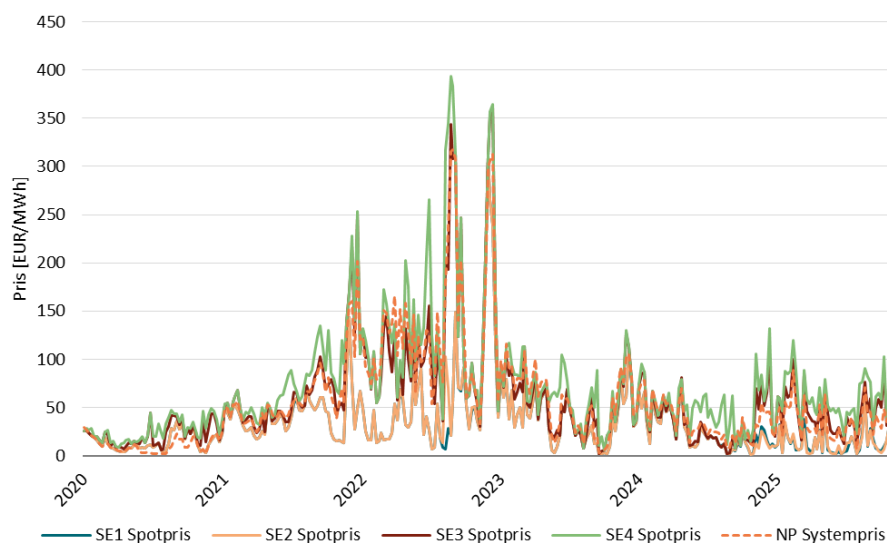
1.3 Veckogenomsnitt

Det högsta genomsnittliga veckopriset under veckorna 40–44 inträffade vecka 42 i SE4 då det var 103 EUR/MWh. I SE3 inträffade det högsta veckopriset samma vecka med 89 EUR/MWh. Övriga elområden nådde högsta veckopris under vecka 44. I SE1 var veckopriset då 28 EUR/MWh medan priserna i SE2 uppgick till 27 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset uppstod vecka 41 i SE2 och var då 3,4 EUR/MWh. Samma vecka uppstod det lägsta veckopriset i SE1 på 4,8 EUR/MWh. I SE3 och SE4 var det genomsnittliga veckopriset som lägst vecka 43 och var då 32 respektive 37 EUR/MWh.

Systempriset nådde högsta veckopriset under vecka 44 och var då 50 EUR/MWh och det lägsta under vecka 41 på 35 EUR/MWh.

Figur 6 Genomsnittliga veckopriser för systempriset samt svenska elområden fram till vecka 44 år 2025, EUR/MWh

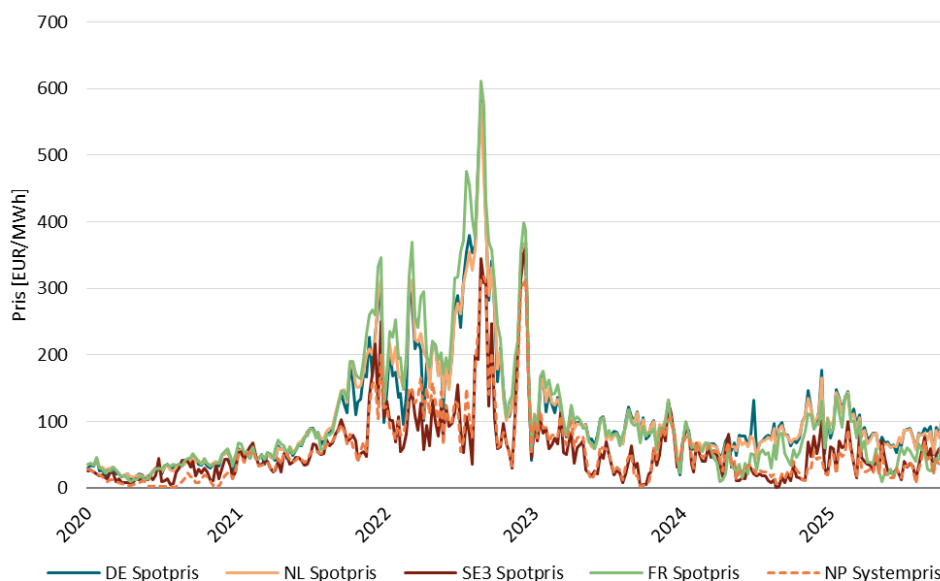


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckopriset för systempriset, SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 40–44 noteras vecka 42 för Tyskland då priset uppgick till 117 EUR/MWh. Samma vecka uppstår det högsta veckopriset i Nederländerna, SE3 och Frankrike som då är 109 respektive 89 och 79 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset bortsett från SE3 inträffade vecka 43 i Frankrike med 34 EUR/MWh. Veckan efter inträffade det lägsta veckopriset i Tyskland och i Nederländerna och var då 74 respektive 72 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 började stiga. Under veckorna 40–44 har Tyskland och Nederländerna högre priser än SE3 och Frankrike under samtliga veckor.

Figur 7 Genomsnittliga veckopriser för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 44 år 2025, EUR/MWh

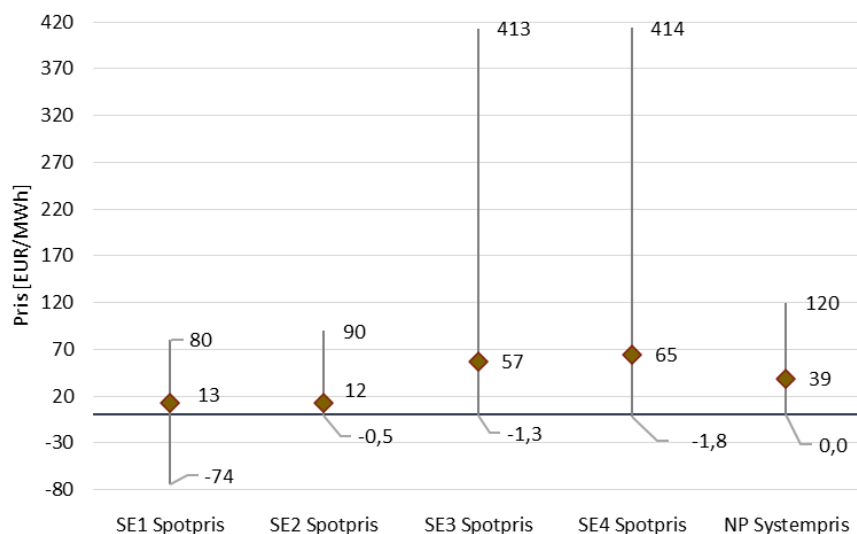


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.4 Timpriser

Det högsta medeltimpriset i Sverige under oktober inträffade i SE4 tisdagen den 14 oktober som då var 413 EUR/MWh. Samma dag inträffade det högsta medeltimpriset även i SE3 på 312 EUR/MWh. I SE1 och SE2 inträffade det högsta medeltimpriset torsdagen den 30 oktober med 80 respektive 90 EUR/MWh. Även systempriset hade det högsta genomsnittliga timpriset tisdagen den 14 oktober med 120 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

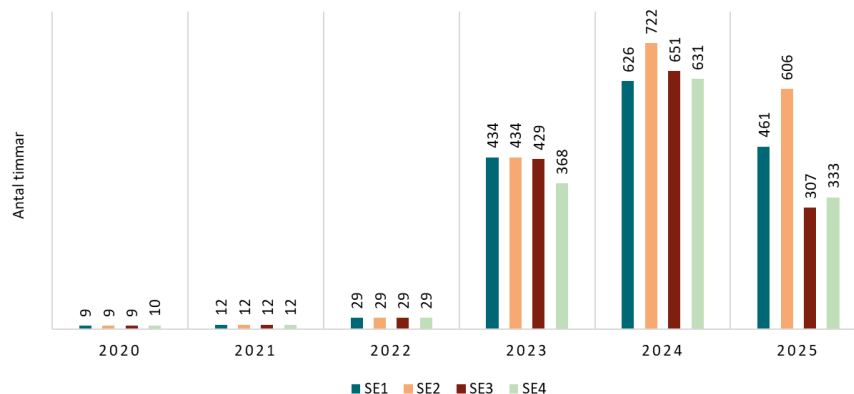
Det lägsta medeltimpriset under september inträffade i SE1 torsdag den 2 oktober som då var -74 EUR/MWh. Det lägsta medeltimpriset i SE2 inträffade onsdagen den 15 oktober med -0,5 EUR/MWh i SE3 fredag den 10 oktober med -1,3 EUR/MWh och i SE4 lördagen den 4 oktober med -1,8 EUR/MWh. Medelsystempriset var som lägst 0 EUR/MWh vilket inträffade söndag den 5 oktober.

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 2024 var antalet timmar med negativa elpriser flest i SE2 med 722 timmar vilket motsvarar drygt åtta procent av årets timmar. I övriga elområden var antalet timmar med negativa priser samma år mellan 626–651 där SE1 hade minst antal timmar.

I oktober 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 21 timmar vilket var sju timmar fler än föregående månad. Näst flest timmar uppstod i SE3 med 17 timmar vilket är 13 timmar fler än föregående månad. I SE1 och SE4 uppstod 12 respektive 16 timmar med negativa priser under oktober vilket var nio timmar fler för båda jämfört med föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. oktober) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 606 timmar.

Figur 9 Antal timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, 2019–2025 (t.o.m. Oktober)



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

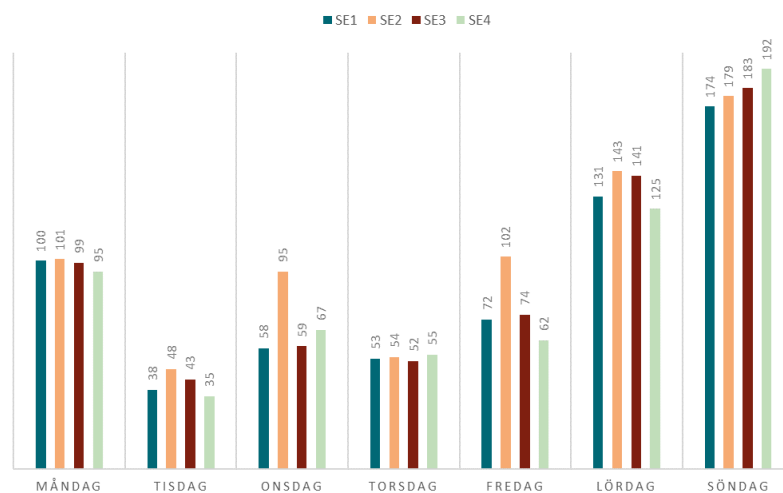
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Orsaken till att antalet timmar med negativt pris ökar 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.

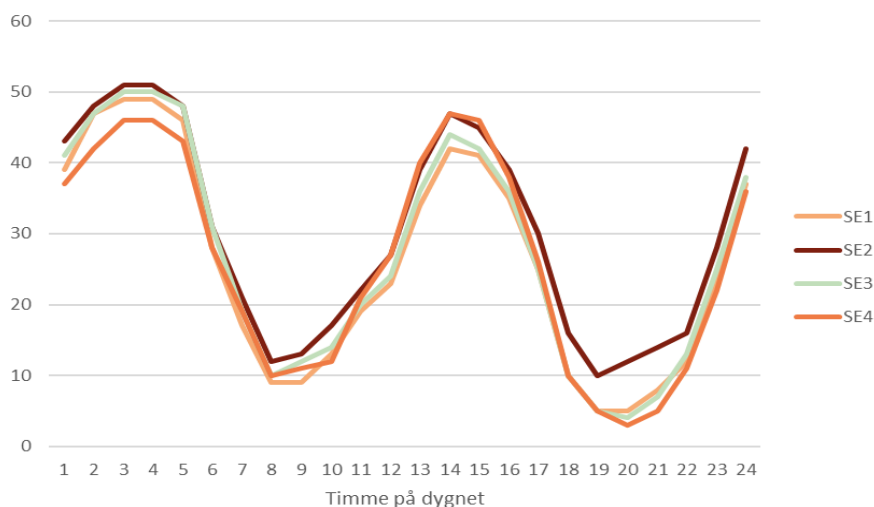
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2024



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Antal timmar med negativa priser i de svenska elområdena inträffade under 2024 oftast på söndagar för samtliga elområden med mellan 174–192 tillfällen, se Figur 10. Flest antal negativa timmar inträffade mellan kl. 02-05 på natten och kl. 13-15 på dagen, medan det inträffar mer sällan mellan kl. 18-20 på kvällen. Detta kan ses för SE3 i Figur 11.

Figur 11 Antal negativa priser per timme under dygnet 2024 per elområde

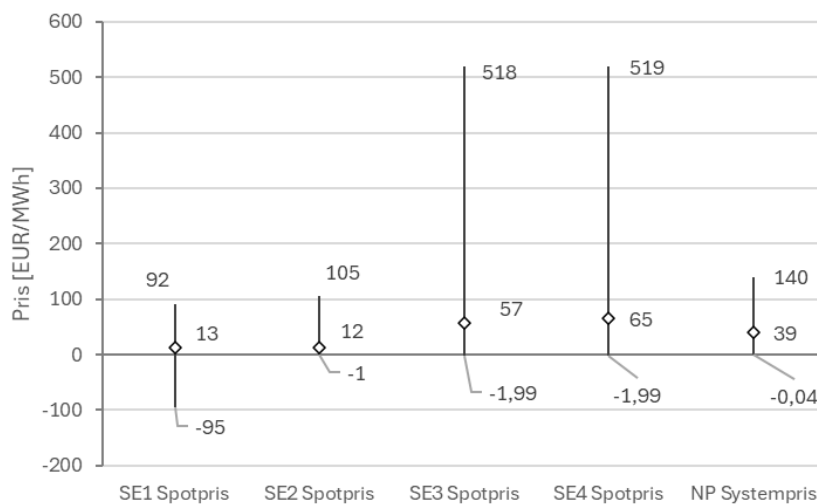


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.6 Kvartspriser

I Figur 12 ses det högsta-, lägsta- och medelspotpris för de svenska elområdena samt för systempriset för varje kvart under oktober. Det högsta kvartspriset under oktober inträffade i SE4 tisdagen den 14 oktober kl. 18.45-19.00 och var då 519 EUR/MWh. Det lägsta kvartspriset inträffade i SE1 torsdagen den 2 oktober kl. 18.45-19:00 och var då -95 EUR/MWh. Det högsta systempriset per kvart inträffade även det tisdagen den 14 oktober kl. 08:00-08:15 och var då 140 EUR/MWh. Det lägsta systempriset per kvart inträffade under två kvartar på raken söndagen den 5 oktober kl. 03:30-04:00 och var då -0,04 EUR/MWh.

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



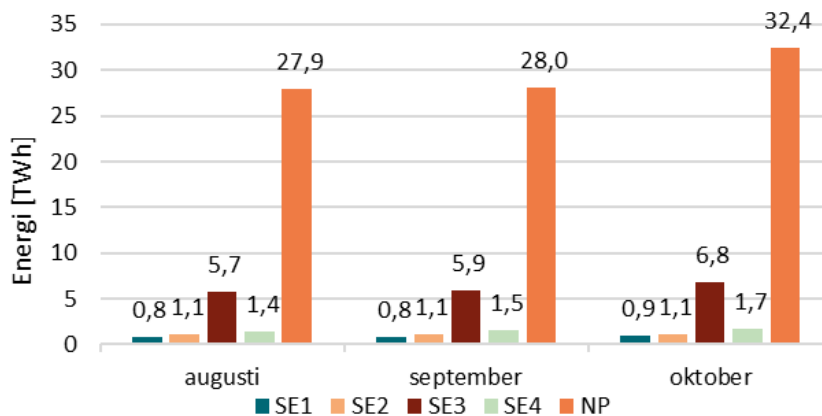
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) och samtliga svenska elområden ökade i oktober jämfört med september, vilket illustreras i Figur 13. I Norden och Sverige användes 32,4 TWh (+4,4 TWh) respektive 10,5 TWh (+1,5 TWh) el i oktober.

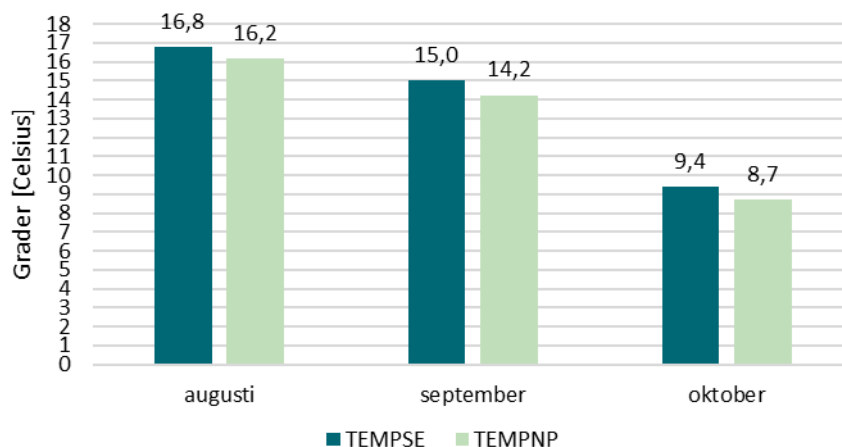
Figur 13 Elanvändning i Sverige samt Norden, TWh



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

I Figur 14 redovisas den faktiska genomsnittstemperaturen i oktober jämfört med de två föregående månaderna, såväl för Sverige (TEMPSE) som Norden (TEMPNP). Temperaturen var lägre under oktober jämfört med september, 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
Vattenkraft	16 406	7	3 169	34 291	53 873	49 473	47 164
Vind	16 224	7 277	6 946	5 064	35 511	6 441	930
Sol	3 993	3 529	1 009	646	9 177	25	10
Kärnkraft	7 101	0	5 994	0	13 095	11 693	12 365
Värmekraft	7 864	7 516	8 852	739	24 970	29 349	27 503
Övriga	0	0	42	97	139	35	0
Totalt	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
Vattenkraft	5 213	8 103	2 629	324	16 269
Vind	3 067	7 075	4 233	2 444	16 819
Sol	39	195	3 164	1 410	4 808
Kärnkraft	0	0	7 001	0	7 001
Värmekraft	288	787	4 637	2 533	8 245
Totalt	8 607	16 160	21 664	6 711	53 142

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under oktober uppgick den genomsnittliga tillgängligheten för den svenska kärnkraften till 64 procent vilket är lägre än den historiska tillgängligheten för samma månad under perioden 2014–2024. Oskarshamns 3 som gick på revision i slutet av mars driftsattes igen 2 november. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 94 procent. Sammantaget var tillgängligheten i oktober för den nordiska kärnkraften lägre än den genomsnittliga tillgängligheten för perioden 2014–2024, vilket ses i Tabell 3.

Tabell 3 Status 2025-10-01 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i september

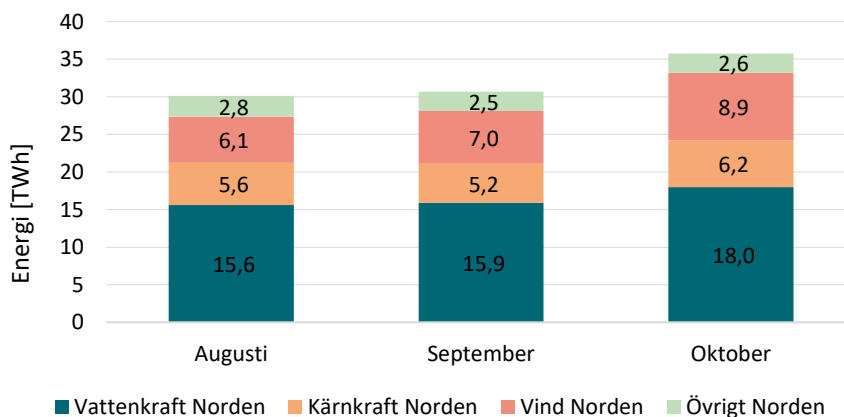
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2024	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	Ej i drift	0%	0	1 092	88%	7 sept-6 dec 2025
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	86%	
Forsmark 3	I drift	100%	1 166	1 167	69%	8 mars–4 april 2026
Oskarshamn 3	I drift	0%	0	1 400	81%	29 mars–2 nov 2025
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	93%	4 maj–19 juli 2026
Ringhals 4	I drift	97%	1 093	1 130	85%	
Loviisa 1	I drift	90%	455	508	78%	
Loviisa 2	I drift	100%	502	502	97%	
Olkiluoto 1	I drift	98%	869	890	96%	19 april–8 juni 2026
Olkiluoto 2	I drift	83%	735	890	97%	6–16 april 2026
Olkiluoto 3	I drift	98%	1 562	1 600	96%	10 sep–3 nov 2026
Norden		75%	8 576	11 373	86%	
Sverige		64%	4 453	6 983	83%	
Finland		94%	4 123	4 390	94%	

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 35,8 TWh under oktober (+5,1 TWh jämfört med föregående månad). Samtliga kraftslag hade en högre produktion i oktober jämfört med september, där vattenkraften var det som ökade mest, från 15,9 TWh till 18 TWh. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 15 respektive Figur 16 nedan.

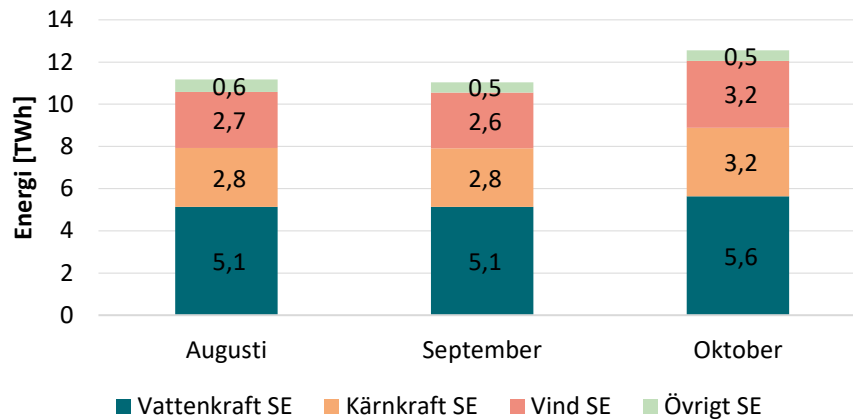
Figur 15 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige i var elproduktionen 12,6 TWh under oktober (+1,6 TWh). Såväl vattenkraft som kärnkraft och vindkraft hade en högre produktion under oktober, där vindkraften var det krafslag som ökade mest, från 2,6 till 3,2 TWh.

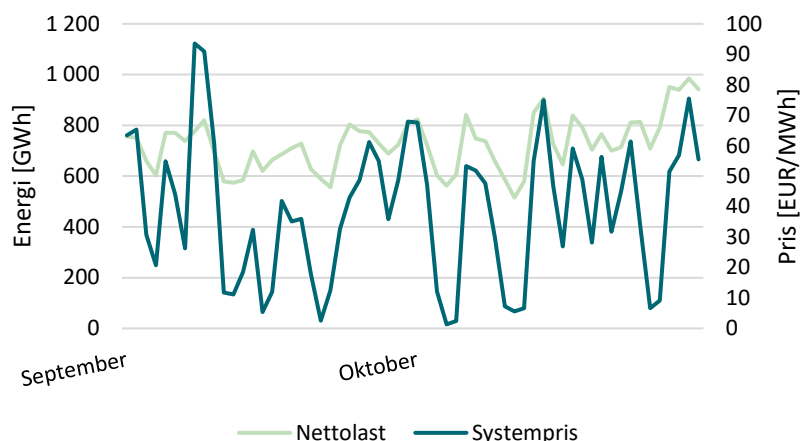
Figur 16 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



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

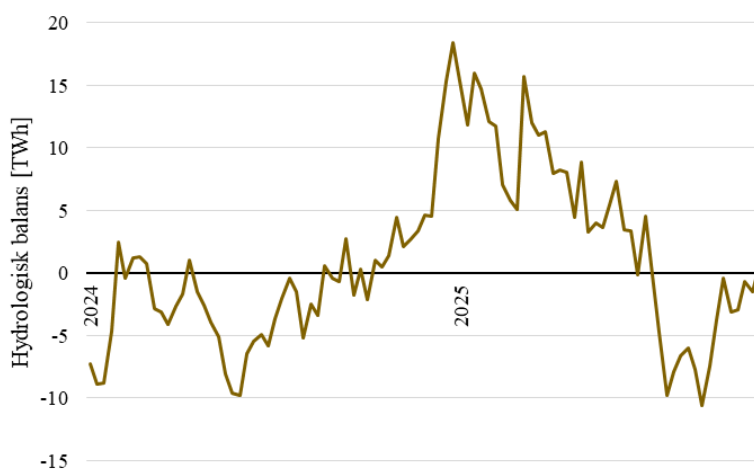


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen² i Norden var 0,4 TWh vecka 43, se Figur 18. Det är en förbättring jämfört med sista veckan i september som avslutades på -3,1 TWh.

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

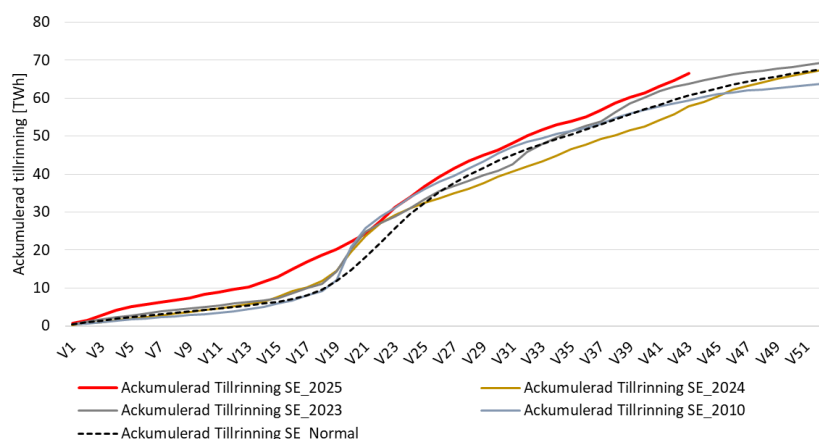


Källa: SKM Market Predictor

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. I slutet av september är ackumulerade tillrinningen i Sverige högre än ett genomsnittligt normalår och för Norden är den på normala nivåer. För årets veckor 40–43 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,5 TWh/vecka i Sverige vilket är något högre än den normala tillrinningen för perioden som är 1,2 TWh.

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

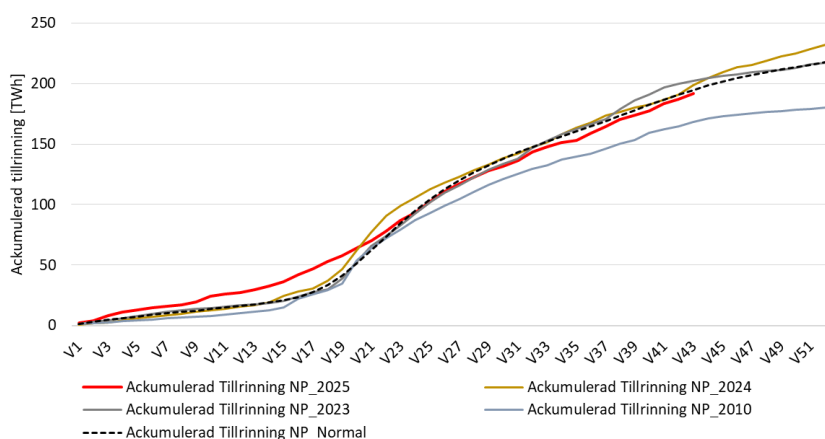
Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh



Källa: SKM Market Predictor

För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka till 4,4 TWh under vecka 40–43, vilket är något över en normal tillrinning som är 4,2 TWh för perioden.

Figur 20 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



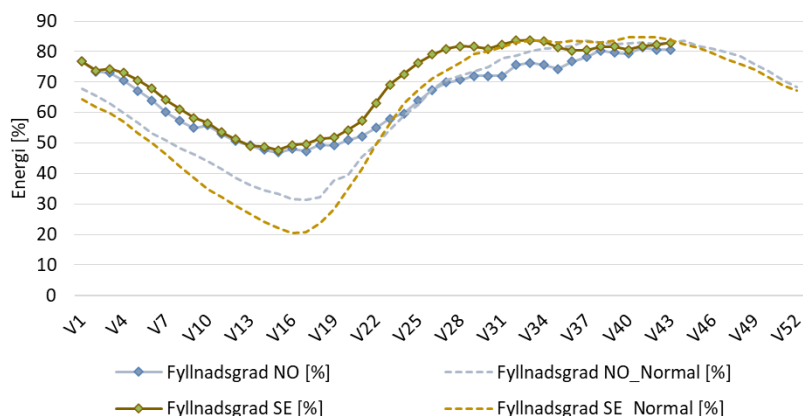
Källa: SKM Market Predictor

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 men har nu återgått till normala nivåer. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 81 procent vilket är två procentenheter under normalen för vecka 43. Fyllnadsgraden i de svenska magasinen var 83 procent vilket är nära normalen som är 84 procent³. I Norge var fyllnadsgraden 81 procent samma vecka vilket också är nära normalen som är 83 procent för aktuell vecka⁴.

³ Normalnivån skiljer sig åt beroende på källa om det är median- eller medelvärde och vilka år som inkluderas. I Energiföretagen Sveriges veckostatistik anges tex medelfyllnadsnivån för 1960–2024 vara 80 procent för vecka 43.

⁴ Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 84 procent för vecka 43.

Figur 21 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



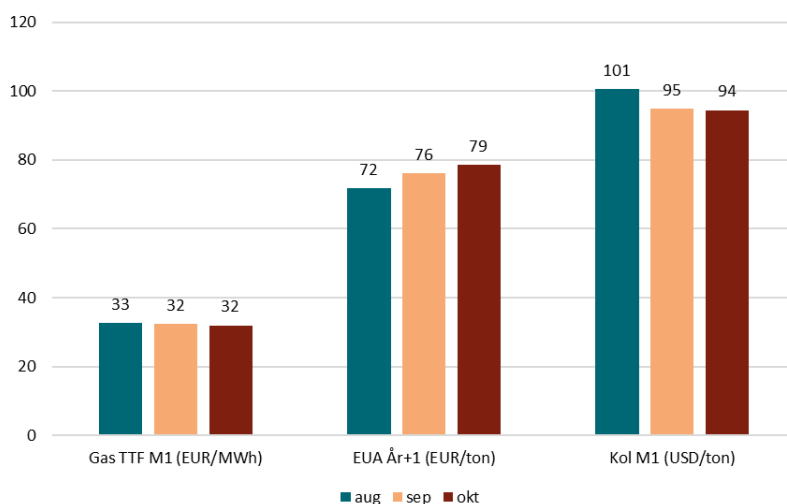
Källa: SKM Market Predictor

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 något för gas och kol under oktober jämfört med föregående månad. Samtidigt steg det genomsnittliga månadspriset på utsläppsrätter.

Figur 22 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under augusti-oktober 2025

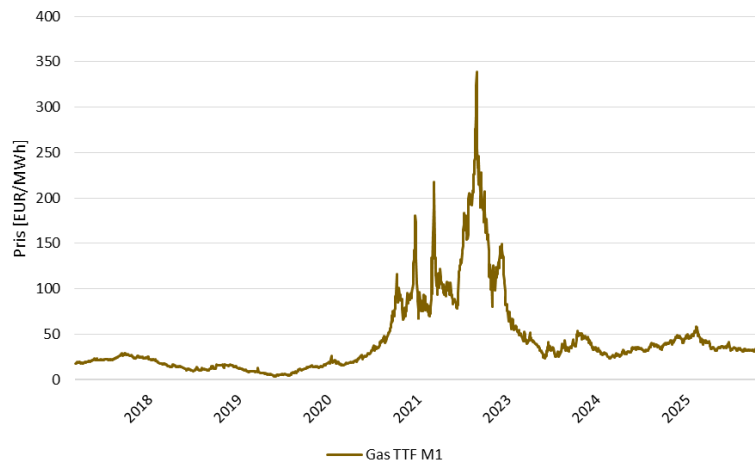


Källa: SKM Market Predictor (Spectron, mean och Nord Pool, Close)

Dagspriser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 23. Det genomsnittliga priset för oktober uppgick till 32 EUR/MWh och endast 0,5 EUR/MWh lägre än föregående månad (leverans nästa månad). Det har varit små rörelser i dagspriset på gas under månaden.

Högsta dagspris nåddes den 7 oktober då det var 33 EUR/MWh och månadens lägsta dagspris var 31 EUR/MWh och inträffade månadens sista dag. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 83 procent den 19 oktober, att jämföra med 82 procent den 20 september. Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

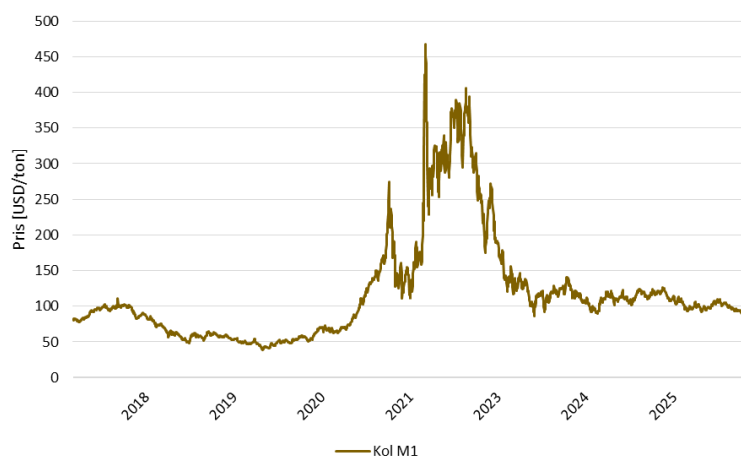
Figur 23 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det genomsnittliga priset för kol i september var 94 USD/ton och därmed 0,5 USD/ton lägre jämfört med föregående månad. Månadens lägsta dagsnotering på 91 USD/ton inträffade den 9 oktober för att i slutet av månaden nå det högsta dagspris 100 USD/ton den 30 oktober. 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)

Utläppsprättspriset för nästkommande år redovisas Figur 25. Genomsnittspriset under september 79 EUR/ton och därmed 2,4 EUR/ton

högre jämfört med föregående månad. Månaden inleddes men månadens lägsta dagspris på 76 EUR/ton medan det högsta dagspriset på 80 EUR/ton inträffade den 20 oktober.

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.

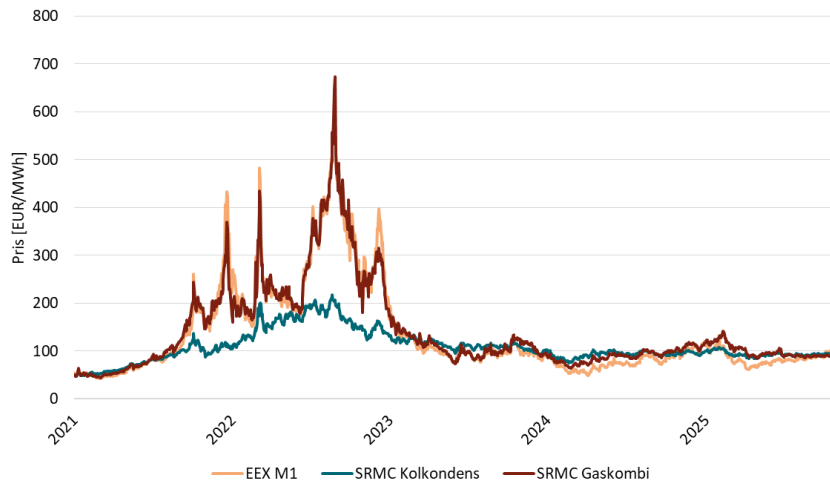
Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och för kolkondens redovisas i Figur 26. För gaskombi var kostnaden 90 EUR/MWh i oktober och därmed oförändrad från föregående månad. För kolkondens var kostnaden 95 EUR/MWh vilket är 2 EUR/MWh högre än föregående månad.

Figur 26 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 betydande orsak till de högre elpriserna sedan hösten 2021 i både Tyskland och Norden.

Den genomsnittliga kortsiktiga marginalkostnaden för både gaskombi och för kolkondens redovisas i Figur 26. För gaskombi var kostnaden 90 EUR/MWh i oktober och därmed oförändrad från föregående månad.

För kolkondens var kostnaden 95 EUR/MWh vilket är 2 EUR/MWh högre än föregående månad.

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 uppgick till 2,2 TWh under oktober, vilket var 1 TWh högre än föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick i slutet av oktober till 32,5 TWh vilket ses i Tabell 4. Detta kan jämföras med motsvarande period 2024 som uppgick till 31,8 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 40,1 TWh respektive 34,7 TWh nettoexport.

Finland har tidigare utgjort den största mottagaren för svensk nettoexport på årsbasis men under 2024 var Danmark den största mottagaren. Under 2023 hade Sverige nettoimport under 89 timmar, i huvudsak under december. Antalet timmar kan jämföras med 201 timmar under 2022. Under 2024 uppgick antal timmar med nettoimport till 150 timmar, där merparten av dem uppstod under januari.

Under oktober var det två timmar med nettoimport. Det bör dock understrykas att det under dessa timmar var låga volymer av import, 0,26 respektive 0,28 TWh. Tidigare under året har nettoimport endast förekommit under tre timmar i januari, 15 timmar i maj och nio timmar i september, vilket innebär att det hittills under 2025 har varit totalt 29 timmar med nettoimport.

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

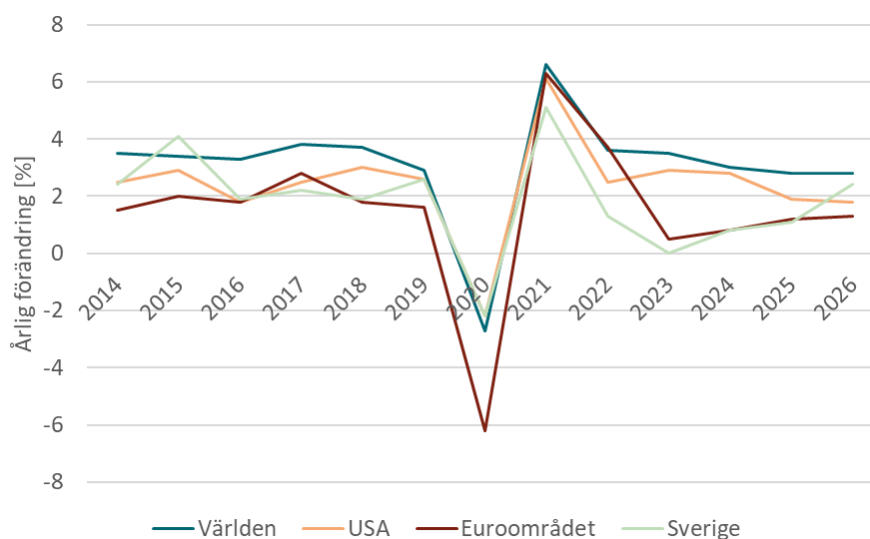
Exporterande region	Importerande region	2025 Oktober	2025 September	2025_V44 52 veckors rullande summa	2024_V44 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,3	-0,4	-5,3	-4,3
SE3	FI	-0,1	-0,4	-3,6	-3,5
SE3	DK1	-0,2	0,0	-3,5	-1,9
SE4	DK2	-0,3	-0,3	-7,0	-5,7
SE1	NO4	0,0	0,1	0,8	-0,5
SE2	NO4	0,1	0,1	0,5	-0,3
SE2	NO3	-0,1	0,0	-0,2	-2,8
SE3	NO1	-0,7	-0,5	-4,4	-3,4
SE4	DE	-0,1	-0,2	-2,8	-2,1
SE4	PL	-0,3	-0,1	-3,1	-2,1
SE4	LT	-0,3	-0,4	-3,9	-5,3
DK1	NL	0,0	0,2	-0,1	-0,4
DK1	DE	-0,3	-0,3	-5,0	-3,0
DK2	DE	0,0	-0,1	-2,4	-2,1
NO2	NL	-0,2	-0,2	-2,5	-2,3
NO2	DE	-0,7	-0,6	-6,5	-4,6
NO2	UK	-0,8	-0,6	-9,4	-9,2
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,6	-0,4	-4,4	-3,6
Nettoexport	Sverige	-2,2	-2,1	-32,5	-31,8
Nettoexport	Norden	-3,2	-2,7	-40,1	-34,7

Källa: SKM Market Predictor

2.7 Den ekonomiska utvecklingen

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 (september 2025) att en försiktig återhämtning syns i svensk ekonomi och att den har förbättrats under sommaren. I år bedöms BNP-tillväxten bli högre under andra halvåret och tillväxten stiger sedan ytterligare nästa år, då framför allt hushållen får del av den expansiva statsbudgeten. Det dröjer trots det till 2027 innan lågkonjunkturen är över. BNP-tillväxten bedöms uppgå till 1,1 procent 2025 (ingen förändring från förra prognosen) och 2,4 procent år 2026 vilket är en liten nedskrivning sedan prognosen från juni.

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 Commodities⁵, men även den största börsen i Europa EEX⁶ 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.

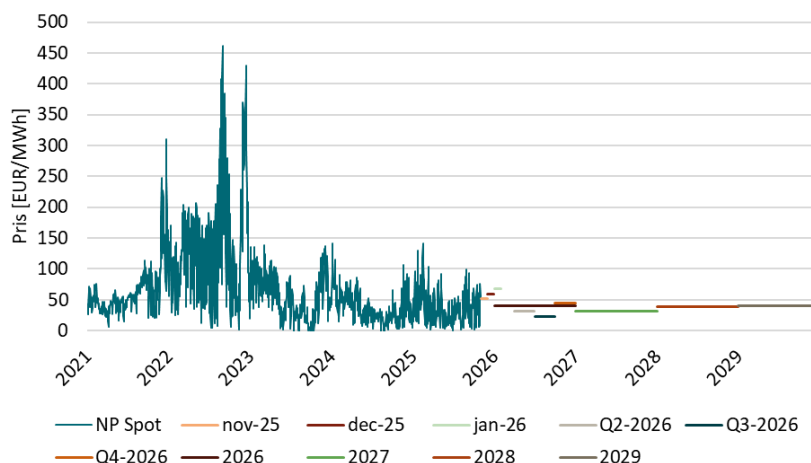
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för november 2025 (frontmånad) stängde på 52 EUR/MWh i slutet på oktober och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 41 respektive 31 EUR/MWh. I Figur 28 nedan redovisas Nord Pools systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Nasdaq OMX Commodities.

⁵ Nasdaq: Stock Market, Data Updates, Reports & News

⁶ European Energy Exchange AG (EEX)

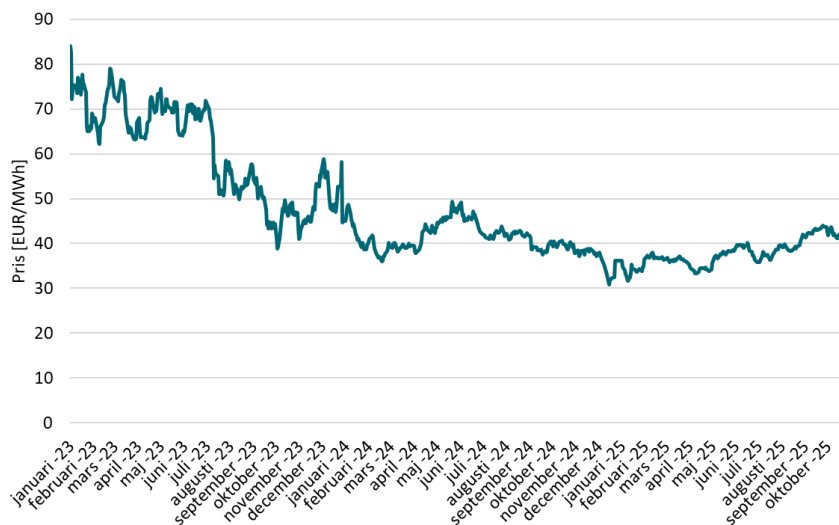
Figur 28 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-10-31

Figur 29 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av oktober handlades kontrakt för kommande år (2026) för 41 EUR/MWh. Vid inledningen av 2025 handlades kontraktet kommande år på 36 EUR/MWh.

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



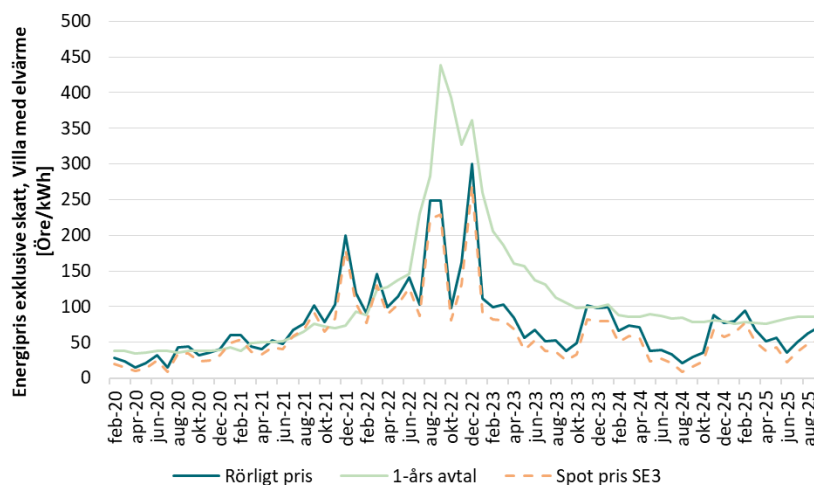
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-10-31

4 Slutkundspriser

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid timprisavtal (framöver även 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 elvärme⁷. Priserna på ett fastprisavtal var något lägre och högre för ett rörligt avtal i september jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt) var 0,86 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 och 0,72 kr/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1 kr/kWh för fastprisavtal och 0,92 kr/kWh för ett rörligt.

Av de svenska elkunderna var det enligt den senaste statistiken 75 procent av alla kunder som hade någon form av rörligt avtal (rörligt eller timprisavtal) i september. Av dessa är drygt 14 procent timprisavtal. SE4 är det elområde med den högsta andelen rörliga avtal där andelen är 83 procent (15 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 september 2025, öre per kWh



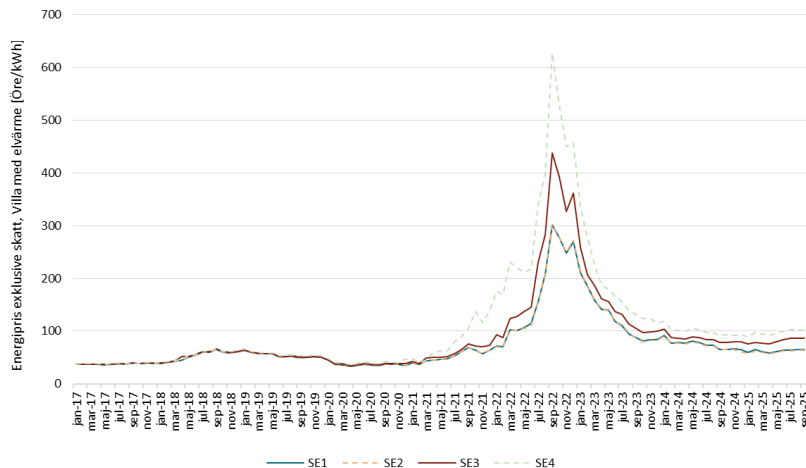
Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

⁷ 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.

Sedan dess har SE1 och SE2 generellt haft lägre priser än SE3 som i sin tur haft lägre priser än SE4.

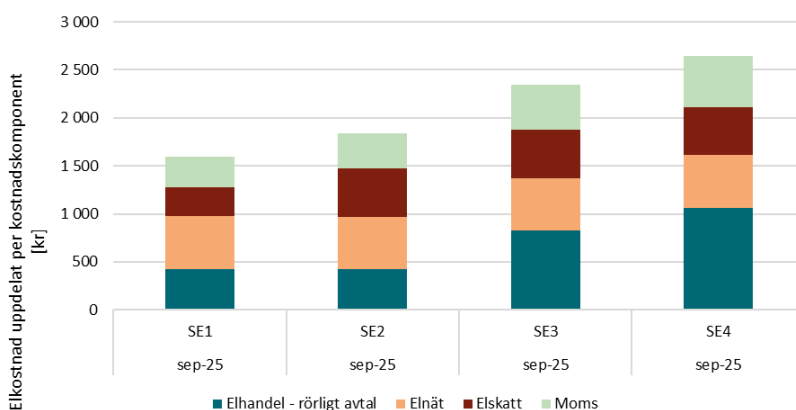
Figur 31 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, till och med september 2025, öre per kWh



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 1 600 kr respektive 1 800 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 2 300 kr respektive 2 600 kr.

Figur 32 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 1151 kWh för aktuell månad) för respektive elområde i september. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätspris, elskatt och moms.

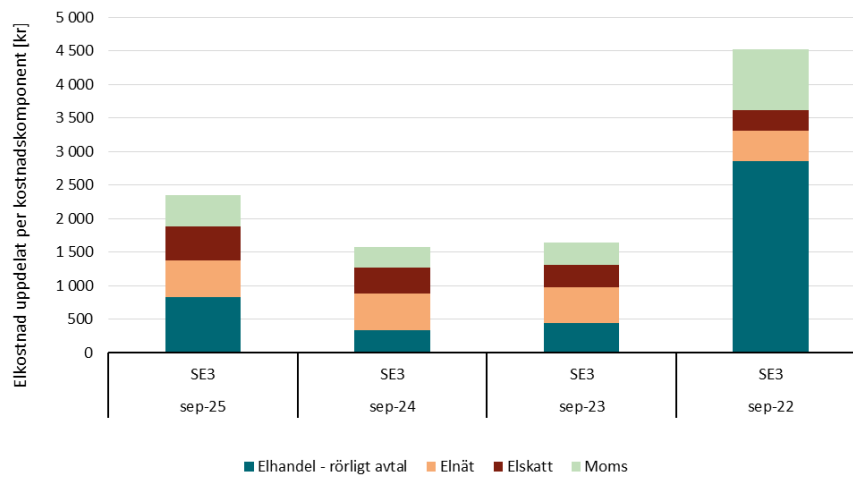


Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten

Anm: Det antagna elnätspris samma i alla elområden, i verkligheten varierar elnätspriset 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 2 år men betydligt lägre än september 2022 under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 33 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 i september jämfört med motsvarande månad tidigare år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 1 151 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.

Ingen strategisk reserv i vinter...

Upphandlingen av en strategisk reserv för den kommande vintern är avbruten eftersom inga bud under det angivna maxtaket kommit in. Det innebär att Sverige får klara sig utan reserv i vinter.⁸

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 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.⁹

Svenska kraftnät arbetar på att få andra åtgärder på plats för att kunna möta en eventuell effektsituation under de kallaste vinterdagarna.¹⁰

...men effekthalansen bedöms som god kommande vinter

Svenska kraftnät bedömer att effekthalansen är positiv inför kommande vinter.¹¹ Prognosen för effekthalansen för kommande vinterns topplasttimme visar på ett överskott på 1 000 MWh/h vid en normal vinter och att Sverige i teorin inte förväntas vara beroende av nettoimport för att klara den timmen.

Två gånger per år rapporterar Svenska kraftnät en Kraftbalansrapport om effekttillräcklighet, nationell effekthalans under topplasttimmen samt hur driftsäkerhet har upprätthållits sedan den föregående rapporten. Nästa rapport publiceras senast den 15 maj 2026.

Dataintrång mot Svenska kraftnät

Den 25–26 oktober meddelade Svenska kraftnät att myndigheten blivit utsatt för dataintrång. Intrånget har rört en avgränsad extern filöverföringslösning och elöverföringen eller elsystemets funktion har inte påverkats¹².

Energisektorn är identifierat som ett riskområde där cyberattacker kan få allvarliga konsekvenser. Elsystemet är en av de sektorer inom energiförsörjningen som riskerar angrepp mot uppkopplade komponenter och mjukvara. Arbetet med beredskap och för att höja den övergripande

⁸ [Sverige står utan elreserv i vinter | Svenska kraftnät](#)

⁹ [Upphandlingen av strategisk reserv går in i nästa fas – anbudsinbjudan publicerad | Svenska kraftnät](#)

¹⁰ [Ny reserv har högsta prioritet | Svenska kraftnät](#)

¹¹ [Positiv effekthalans kommande vinter – vid en normalvinter | Svenska kraftnät](#)

¹² [Elförsörjningen har inte påverkats av dataintrånget bedömer Svenska kraftnät | Svenska kraftnät](#)

säkerhetsnivån blir därför allt viktigare för aktörer och myndigheter med ansvar inom elförsörjningen.¹³

15-minuters avräkning på dagen före-marknaden

Från och med den 30 september 2025 fastställs priset på dagen före-marknaden (även kallad för spotmarknaden) en gång i kvarten i stället för varje timme som har varit fallet tidigare. Det betyder att den el som handlas med leverans den 1 oktober avräknas enligt det nya tidsintervallet. Detta förväntas leda till ännu tydligare prissignaler på marknaden eftersom balansering mellan utbud och efterfrågan sker oftare än tidigare. Läs mer om detta här [15 minuters tidsupplösning | Svenska kraftnät](#)

Budgetpropositionen för 2026

Inom utgiftsområde 21 för energi i den svenska budgetpropositionen för 2026 föreslås att energiskatten på el sänks med 9,875 öre/kWh (inklusive moms) från den 1 januari 2026. Idag ligger skatten för el på 54,875 öre/kWh (inklusive moms) och med den nya ändringen blir nivån 45 öre/kWh. I vissa delar av norra Sverige har hushåll och företag inom tjänstesektorn fortsatt en skattebefrielse med 9,6 öre/kWh.

Det föreslås även att medel avsätts för att kunna införa ett högkostnadsskydd för hushåll som ska gälla från november 2025 till sista december 2026. Högkostnadsskyddet ska träda i kraft vid tillfälle att månadsmedelvärdet för spotpriset överstiger 1,5 kr/kWh för ett elprisområde. Mer information finns här [Utgiftsområde 21 Energi](#)

I Danmarks budgetproposition har också en skattesänkning på el aviserats. Skattesänkningen som föreslås skulle innebära en sänkning på närmare 95 procent under 2026 och 2027, ned till den miniminivå som tillåts i EU enligt energiskattedirektivet. Den nya skattesatsen landar enligt det nya förslaget på 0,8 danska öre/kWh. För mer information läs [Fakta om lempet elavgift Skatteministeriet](#)

Norgepris

Den 1 oktober 2025 infördes ett nytt elavtal i Norge som erbjuder norska hushåll att teckna ett fast elpris, "Norgepris", på 40 öre per kWh exklusive moms mellan 1 oktober 2025 och 31 december 2026. Avtalet gäller bostäder och fritidshus upp till en förbrukningsgräns på 5 000 kWh per månad för hushåll och 1 000 kWh för fritidshus. De som väljer Norgepris måste fortfarande betala elbolagens tilläggskostnader som påslag, månadsavgifter och nätavgifter. Det nuvarande elstödet finns kvar, men kunder kan inte teckna avtal om Norgepris och samtidigt använda sig av elstödet. Läs mer om det här, [Dette er Norgespris - NVE](#). Knappt två veckor efter starten hade nästan en miljon (969 543) anslutit

¹³ [Cybersäkerhet inom energisektorn](#)

sig för den nya prismodellen.¹⁴ Av dessa var 813 444 bostäder och 156 099 fritidshus.

Effektavgifter

Senast den 1 januari 2027 ska alla elnätsföretag i Sverige ha infört nättariffer i enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter EIFS 2022:1. Detta innebär att en nättariff ska bestå av en fast avgift, en energiavgift (motsvarar rörliga kostnader), en kundspecifik avgift som ska reflektera kostnaderna som nätföretaget har för kunden och en effektavgift (även kallad effekttariff). Den sistnämnda är en nyhet för många kunder och ska fastställas baserat på kundens användning. Hur kundens användning, eller uppmätta effekt, fastställs kan variera. Den kan bestämmas utifrån den genomsnittliga effekt kunden mäter upp under en timme, antingen som den högsta timmedeleffekten eller utifrån ett medelvärde. Detta innebär att effektavgiften kan bli lägre vid en jämnare förbrukning av el. Mer information finns här [Effektavgift - Energimarknadsinspektionen](#)

¹⁴ [”Vanvettigt” Norgepris på el – snart har en miljon norrmän skaffat det](#)