

Nuläget på elmarknaden

September 2025

Publicerad 2025-10-03

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	8
1.2 Månadsgenomsnitt	9
1.3 Veckogenomsnitt.....	11
1.4 Timpriser	13
1.5 Negativa priser	13
2 Prispåverkande faktorer	16
2.1 Efterfrågan.....	16
2.2 Elproduktion.....	17
2.3 Hydrologi	21
2.4 Bränslepriser och CO2-priser.....	23
2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland	25
2.6 Handel	26
2.7 Den ekonomiska utvecklingen	28
3 Finansiella marknaden och terminspriser	29
3.1 Terminspriser	29
4 Slutkundspriser	31
5 Nyhetsuppdatering	34

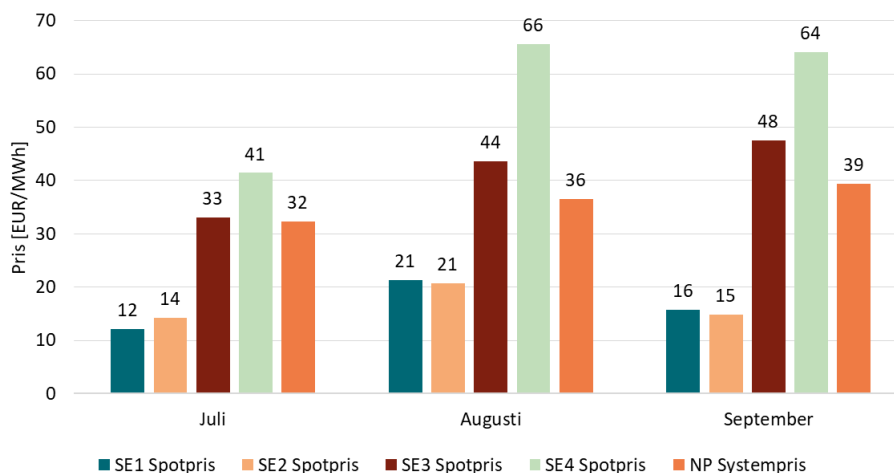
Sammanfattning

De genomsnittliga månadspriserna på el var i september högre i SE3 och lägre i SE1, SE2 och SE4 jämfört med föregående månad vilket ses i Figur 1. I SE3 var priset 48 EUR/MWh i augusti (+4 EUR/MWh från föregående månad). I SE4 var priset 64 EUR/MWh (-2 EUR/MWh). Månadsmedelpriset för september i SE3 och SE4 är betydligt lägre än det var under 2022 då det högsta priset någonsin noterades på 212 respektive 224 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som det var under maj 2018 och 2019, dvs före pandemin och kriget i Ukraina.

Månadsmedelpriset i SE1 och SE2 var 16 och 15 EUR/MWh i september (-5 respektive -6 EUR/MWh från föregående månad). Det högsta noterade genomsnittspriset under september i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2022 och låg då på 94 EUR/MWh. Systempriset var 39 EUR/MWh i september och därmed 3 EUR/MWh högre än i augusti.

Prisskillnaden mellan norra och södra Sverige ökade under september jämfört med augusti till 32 EUR/MWh (+10 EUR/MWh) när SE1 jämförs med SE3, och till 49 EUR/MWh (+4 EUR/MWh) när SE2 jämförs med SE4.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det högsta timpriset i Sverige under september inträffade i SE4 måndagen den 8 september kl. 19-20 då priset var 406 EUR/MWh. I SE3 inträffade det högsta elpriset samma dag och tid medan i SE1 och SE2 inträffade högsta elpriset samma dag men kl. 20-21. Även systempriset var som högst måndagen den 8 september kl. 19-20 med 250 EUR/MWh.

Det lägsta elpriset under september inträffade söndagen den 21 september kl. 14-15 i SE4 som då var -3,2 EUR/MWh. Samma dag inträffade det lägsta priset även i SE1, SE2 och SE3 men vid olika tidpunkter. Samma dag kl. 12-13 var även systempriset som lägst med -0,03 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 september 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 13 stycken. Näst flest timmar uppstod i SE4 med 7 timmar följt av SE3 och SE1 med 4 respektive 3 timmar. I samtliga elområden minskade antalet negativa timmar under september jämfört med föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. september) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 571 timmar.

Terminspriset i Norden¹ (systempris) för oktober 2025 (frontmånad) stängde på 38 EUR/MWh i slutet på september och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 44 respektive 31 EUR/MWh.

Några prispåverkande faktorer utvecklas kort nedan:

- **Oförändrad elanvändning:** Elanvändningen i Norden och samtliga svenska elområden var i stort sett oförändrad under september jämfört med augusti. I Norden användes 27,9 TWh (oförändrat jämfört med föregående månad). I Sverige användes 9 TWh el i augusti (+0,3 TWh). En förklaring är att utomhustemperaturen var något lägre under september jämfört med augusti, vilket innebär en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.
- **Något lägre elproduktion:** I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 30,6 TWh under september (+0,5 TWh jämfört med augusti) och i Sverige till 11 TWh (-0,2 TWh). Samtliga kraftslag producerade i stort sett lika mycket el under september som augusti. För Norden producerade vindkraften 7 TWh (+0,9 TWh jämfört med föregående månad) och var, tillsammans med vattenkraften, det kraftslag som hade en högre produktion under september jämfört med augusti, medan övriga kraftslag hade en lägre produktion.
- **Förbättrad hydrologisk balans och fyllnadsgrad i nordiska magasin:**
Den uppskattade hydrologiska balansen i Norden var -0,4 TWh vecka 38. Det är högre jämfört med sista veckan i augusti som

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

avslutades på -10,6 TWh. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinerna 81 procent vilket är 2 procentenheter under normalen för vecka 38.

- **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 (-0,3 EUR/MWh). För kol blev priset 95 USD/ton (-6 USD/ton) och på utsläppsrätter var priset 76 EUR/ton (+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 mer om att el nu börjar handlas per kvart, förändrad elskatt och högkostnadsskydd i budgetpropositionen samt införande av effekttariff i Sverige.

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 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. Från och med 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.

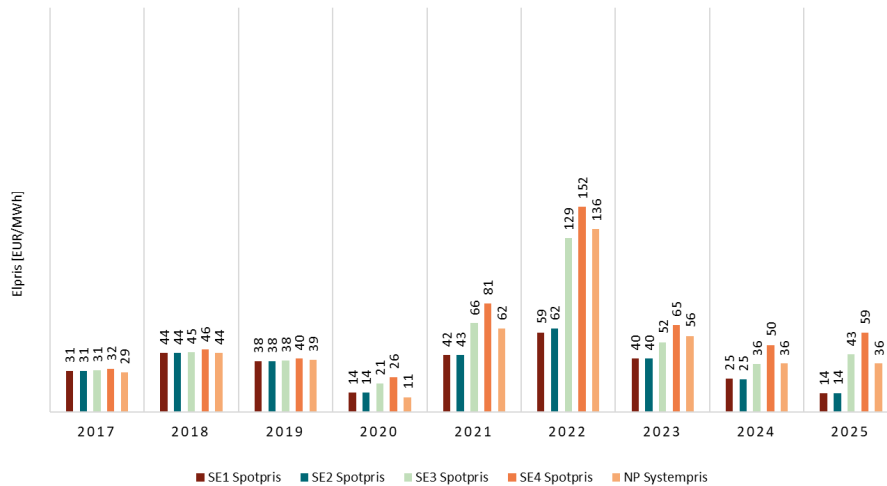
Jämviktspriset varje timme, eller som framöver varje kvart, motsvaras av den kortsiktiga marginalkostnaden för den dyraste produktionsbudet som krävs för att möta efterfrågan. Prisskillnader kan uppstå mellan olika elområden då överföringskapaciteten inte är tillräcklig för att uppnå full prisutjämning. 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 något högre i SE3 och SE4.

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

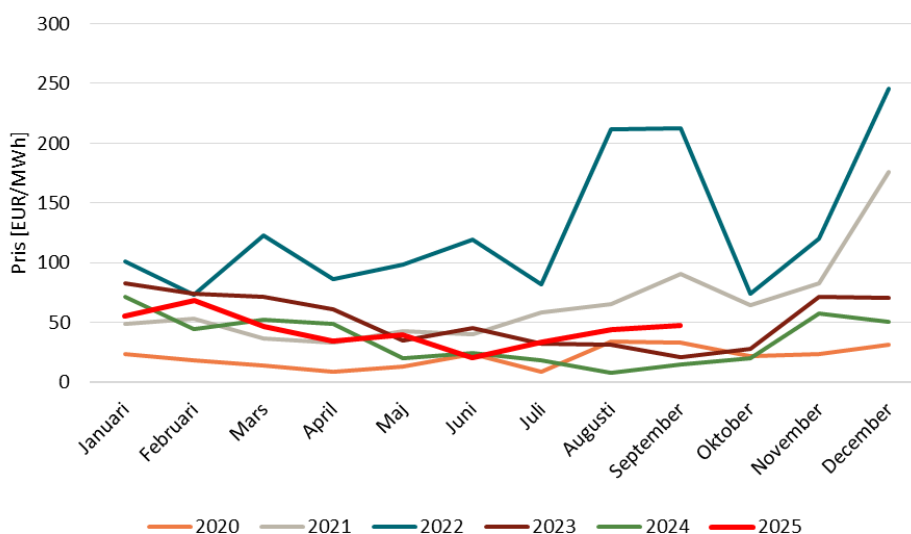


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.2 Månadsgenomsnitt

Under september var det genomsnittliga priset 48 EUR/MWh i SE3 vilket kan jämföras med priset i augusti som var 44 EUR/MWh. Utifrån Figur 3 nedan kan det ses att månadsmedelpriset för september i SE3 var som högst under 2022 då det var 212 EUR/MWh. Priset är nu på omkring samma nivå som det var under september 2018–2019, dvs innan pandemin och kriget i Ukraina.

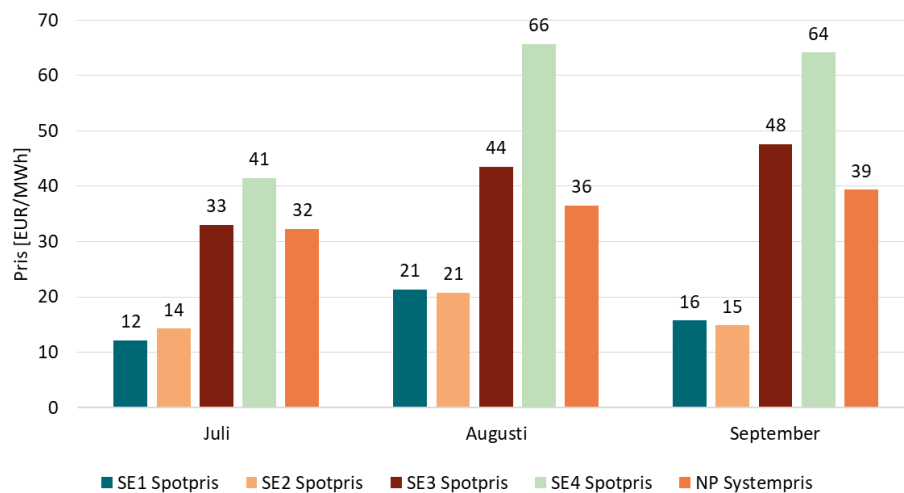
Figur 3 Månadsmedelpris spot i SE3 fram till september 2025, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I september var priset i SE4 64 EUR/MWh, vilket är lägre än i augusti då priset var 66 EUR/MWh. Månadsmedelpriset för september i SE4 är betydligt lägre än det var under 2022 då det var 224 EUR/MWh. Månadsmedelpriset i både SE1 och SE2 var 16 respektive 15 EUR/MWh i september. Priset i både SE1 och SE2 är lägre än i augusti då det var 21 EUR/MWh i båda elområdena. Det högsta noterade genomsnittspriset under september i SE1 och SE2 sedan elområden infördes inträffade 2022 och låg då på 94 EUR/MWh. Systempriset var 39 EUR/MWh i september och därmed 3 EUR/MWh högre än i augusti. Månadsmedelpriset för SE1-SE4 samt systempriset för juli till och med september år 2025 redovisas i Figur 4.

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

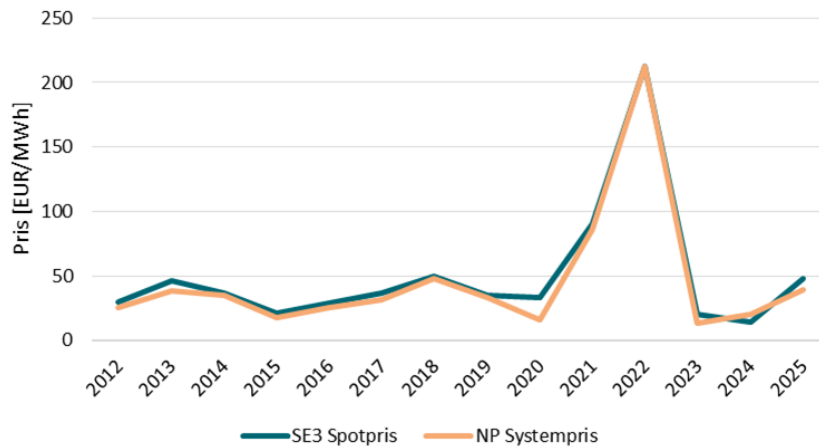


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 ökade under september till 32 EUR/MWh (+10 EUR/MWh) jämfört med föregående månad. Även mellan SE2 och SE4 ökade prisskillnaden under september till 49 EUR/MWh (+4 EUR/MWh). I norra Sverige (SE1-SE2) var prisskillnaden i augusti knappt 1 EUR/MWh vilket är samma som under augusti. I södra Sverige (SE3-SE4) minskade prisskillnaden till 17 EUR/MWh (-5 EUR/MWh).

Spotpriset i SE3 har historiskt följt systempriset väl under september med undantag för 2020. Månadsmedelpriset i SE3 var 8 EUR/MWh högre än systempriset för september 2025.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Elanvändningen i Norden var oförändrad i september jämfört med augusti. I Sverige var elanvändningen 9 TWh, vilket var 0,3 TWh högre jämfört med augusti. Elproduktionen i Norden och Sverige var 0,5 TWh högre respektive 0,2 TWh lägre jämfört med föregående månad. Jämfört med augusti sjönk det genomsnittliga månadspriset för gas och kol något under september, medan det genomsnittliga månadspriset på utsläppsrätter ökade. Detta utvecklas mer under avsnittet Prispåverkande faktorer.

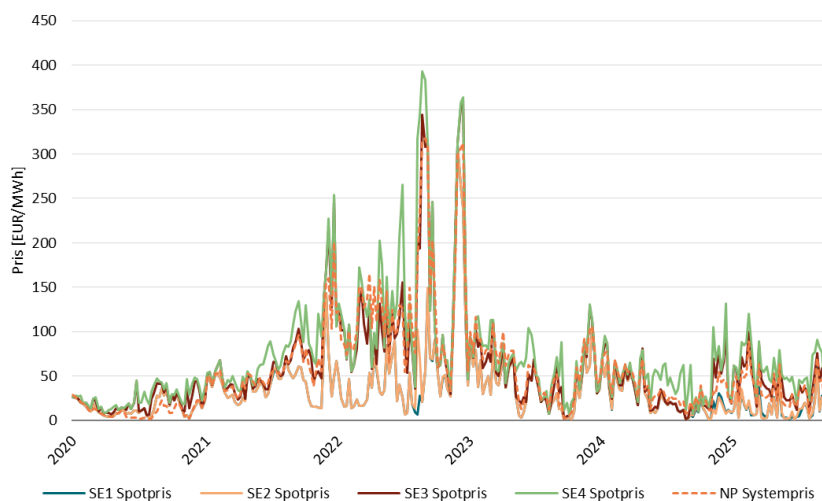
1.3 Veckogenomsnitt

Det högsta genomsnittliga veckopriset under veckorna 36–39 inträffade vecka 36 i SE4 då det var 82 EUR/MWh. Övriga elområden nådde högsta pris under vecka 37. I SE3 var veckopriset då 59 EUR/MWh medan priserna i SE1 och SE2 uppgick till 28 respektive 27 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset uppstod vecka 39 i SE1 och i SE2 då de var 8 respektive 10 EUR/MWh. I SE3 och SE4 var det genomsnittliga veckopriset som lägst vecka 38 på 26 respektive 28 EUR/MWh.

Systempriset nådde högsta veckopriset under vecka 37 på 46 EUR/MWh och det lägsta under vecka 38 på 22 EUR/MWh.

Figur 6 Genomsnittliga veckopriser för systempriset samt svenska elområden fram till vecka 35 år 2025, EUR/MWh

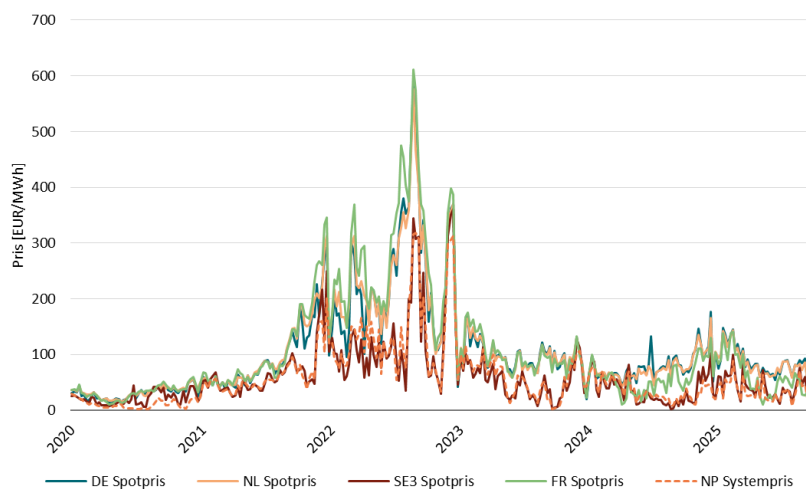


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 7 nedan redovisas genomsnittligt veckopriset för systempriset, SE3 samt några utvalda europeiska länder. Det högsta veckopriset under veckorna 36–39 noteras vecka 37 för Tyskland då priset uppgick till 93 EUR/MWh. Två veckor senare når Nederländerna sitt högsta veckopris på 87 EUR/MWh och Frankrike 44 EUR/MWh.

Det lägsta genomsnittliga veckopriset bortsett från SE3 inträffade vecka 37 i Frankrike med 26 EUR/MWh. Veckan efter inträffade det lägsta veckopriset i Tyskland och i Nederländerna och var då 51 respektive 52 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 36–39 har Frankrike lägre priser än SE3 alla veckor utom vecka 38.

Figur 7 Genomsnittliga veckopriser för systempriset, elområde 3 samt i Tyskland, Nederländerna och Frankrike fram till vecka 39 år 2025, EUR/MWh

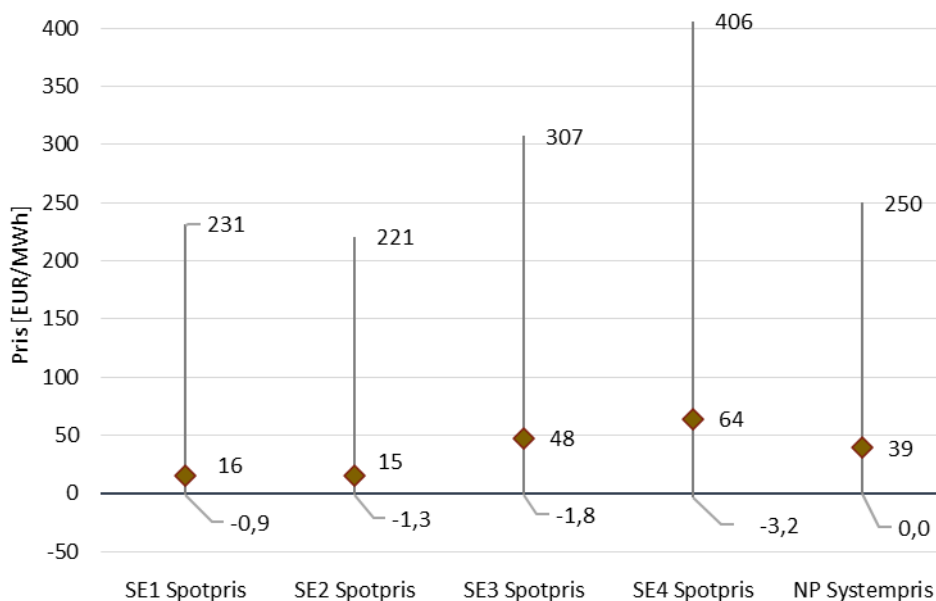


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

1.4 Timpriser

Det högsta timpriset i Sverige under september inträffade i SE4 måndagen den 8 september kl. 19-20 då priset var 406 EUR/MWh. I de övriga elområdena inträffade det högsta elpriset samma dag. I SE3 var priset som högst kl. 19-20 och var då 307 EUR/MWh medan i SE1 och i SE2 var priset som högst kl. 20-21 och var då 231 respektive 221 EUR/MWh. Även systempriset var som högst måndagen den 8 september kl. 19-20 med 250 EUR/MWh, vilket ses i Figur 8.

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



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Det lägsta elpriset under september inträffade även i SE4 söndagen den 21 september kl. 14-15 som då var -3,2 EUR/MWh. Samma dag inträffade det lägsta priset även i SE1, SE2 och SE3 men vid olika tidpunkter. I SE1 inträffade det lägsta priset kl. 13-14, i SE2 kl. 12-13 och i SE3 kl. 16-17 och var då -0,9, -1,3 respektive -1,8 EUR/MWh. Samma dag kl. 12-13 var även systempriset som lägst med -0,03 EUR/MWh.

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 september 2025 uppstod flest timmar med negativa elpriser i SE2 med 13 timmar vilket var 24 timmar färre än föregående månad. Näst flest

timmar uppstod i SE4 med 7 timmar vilket är 29 timmar färre än föregående månad. I SE1 och SE3 uppstod 3 respektive 4 timmar med negativa priser under september vilket var 50 respektive 28 timmar färre än föregående månad. Hittills under 2025 (t.o.m. september) har flest antal timmar med negativa elpriser uppstått i SE2 med sammanlagt 571 timmar.

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

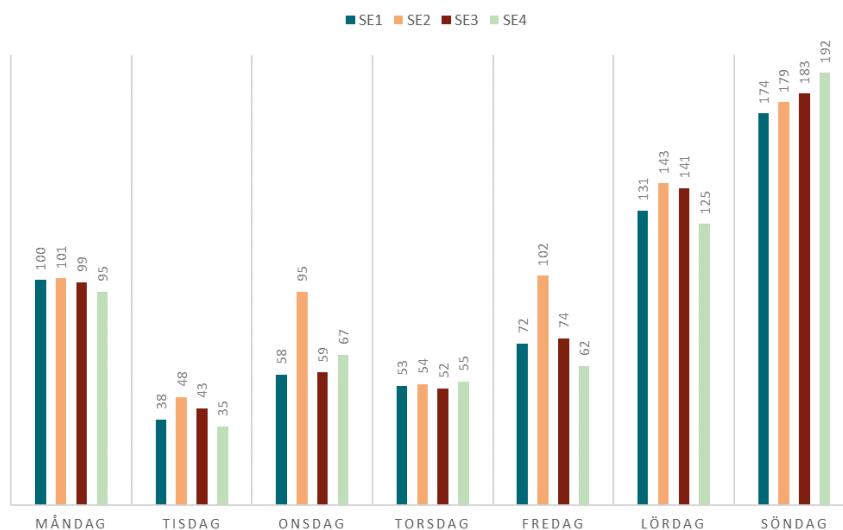


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

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.

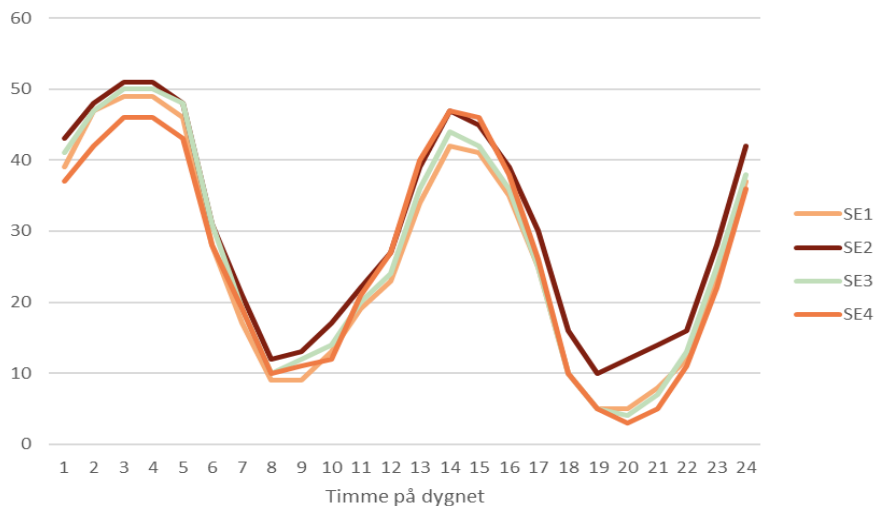
Figur 10 Antal negativa priser per veckodag för 2024



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



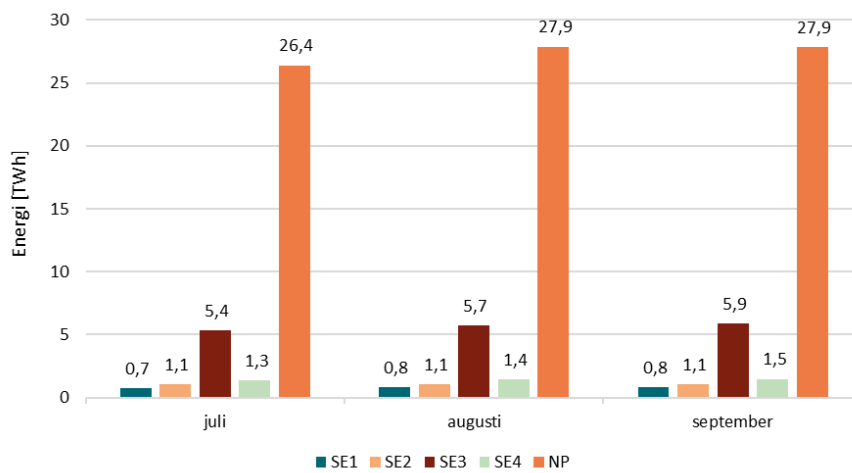
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

2.1 Efterfrågan

Elanvändningen i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) och samtliga svenska elområden var i stort sett oförändrad i september jämfört med augusti. I Norden användes 27,9 TWh (oförändrat jämfört med föregående månad). I Sverige användes 9 TWh el i augusti (+0,3 TWh).

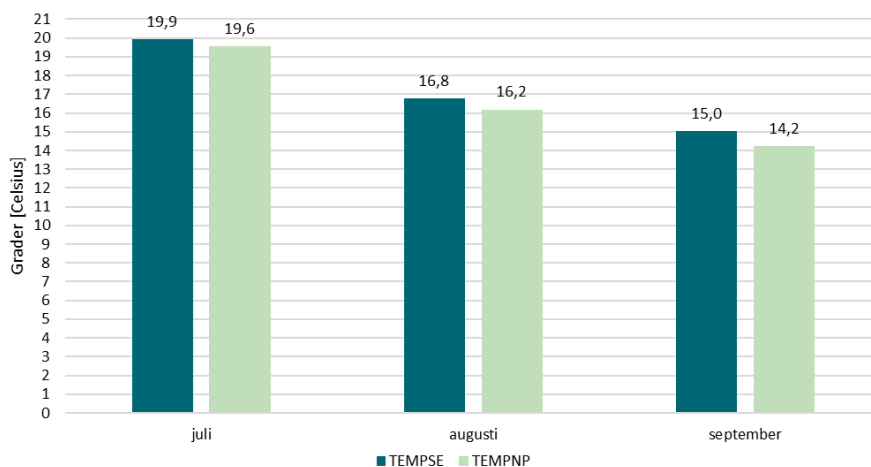
Figur 12 Elanvändning i Sverige samt Norden, TWh



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

I Figur 13 redovisas den faktiska genomsnittstemperaturen i september jämfört med de två föregående månaderna, både för Sverige (TEMPSE) och Norden (TEMPNP). Temperaturen var lägre under september jämfört med augusti, vilket ledde till en ökad efterfrågan på el för uppvärmning.

Figur 13 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 utgörs det största kraftslaget av vattenkraft följt av kärnkraft och vindkraft. Även kraftvärme är av betydelse inte minst lokalt och regionalt. I Norge är vattenkraften det helt dominerande kraftslaget medan det danska elsystemet karakteriseras av en hög andel värmekraft och vindkraft. Det finska elsystemet karakteriseras av en stor andel värmekraft samt en del kärnkraft där den sistnämnda har ökat från 2023 då Olkiluoto 3 togs i drift. I flera nordiska länder sker det en kontinuerlig expansion av vindkraft.

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. Störst är kapaciteten i SE3 med drygt 20 800 MW.

Tabell 2 Installerad kapacitet år 2023 för elområden i Sverige, MW

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	5 357	8 083	2 652	314	16 406
Vind	3 000	6 823	3 969	2 431	16 224
Sol	28	167	2 604	1 174	3 993
Kärnkraft	0	0	7 001	0	7 001
Värmekraft	238	797	4 615	2 080	7 864
Totalt	8 623	15 870	20 841	5 999	51 354

Källa: Årlig energistatistik SCB/Energimyndigheten

Under september uppgick den genomsnittliga tillgängligheten för den svenska kärnkraften till 58 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 har förlängt avställningen till den 17 oktober. Tillgängligheten i Finland för motsvarande månad var 79 procent. Sammantaget var tillgängligheten i september 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

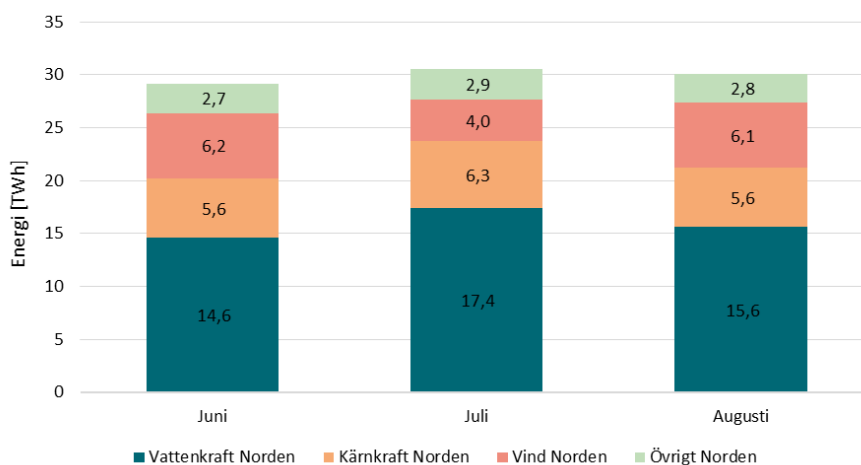
Reaktor/Region	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet 2014–2024	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	Ej i drift	20%	214	1 092	86%	7 sept-6 dec 2025
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	74%	6–24 juli 2025
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	72%	8 mars–4 april 2026
Oskarshamn 3	Ej i drift	0%	0	1 400	66%	29 mars–17 okt 2025
Ringhals 3	I drift	100%	1 074	1 074	89%	4 april–19 juli 2026
Ringhals 4	I drift	45%	505	1 130	43%	3 aug–13 sep 2025
Loviisa 1	Ej i drift	18%	91	508	51%	6 sep–2 okt 2025
Loviisa 2	I drift	40%	202	502	63%	17 aug –2 sep 2025
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	19 april–8 aug 2026
Olkiluoto 2	I drift	83%	735	890	92%	6–16 april 2026
Olkiluoto 3	I drift	96%	1 537	1 600	95%	10 sep–3 nov 2026
Norden		66%	7 536	11 373	74%	
Sverige		58%	4 080	6 983	71%	
Finland		79%	3 456	4 390	83%	

Källa: SKM Market Predictor

Anm: Genomsnittlig tillgänglighet för Olk3, som togs i drift 2023, baseras på de senaste 2 åren.

I Norden uppgick den totala elproduktionen preliminärt till 30,6 TWh under september (+0,5 TWh jämfört med föregående månad). Vindkraften producerade 7 TWh (+0,9 TWh) och var, tillsammans med vattenkraften, det kraftslag som hade en högre produktion i september jämfört med augusti, medan övriga kraftslag hade en lägre produktion. Den nordiska samt svenska elproduktionen redovisas i Figur 14 och Figur 15 nedan.

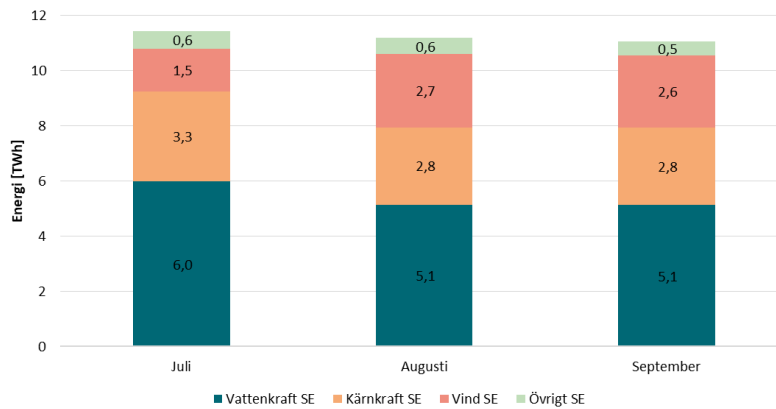
Figur 14 Elproduktion i Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige i var elproduktionen 11 TWh under september (-0,2 TWh). Alla kraftslag producerade i stort sett lika mycket el jämfört med augusti.

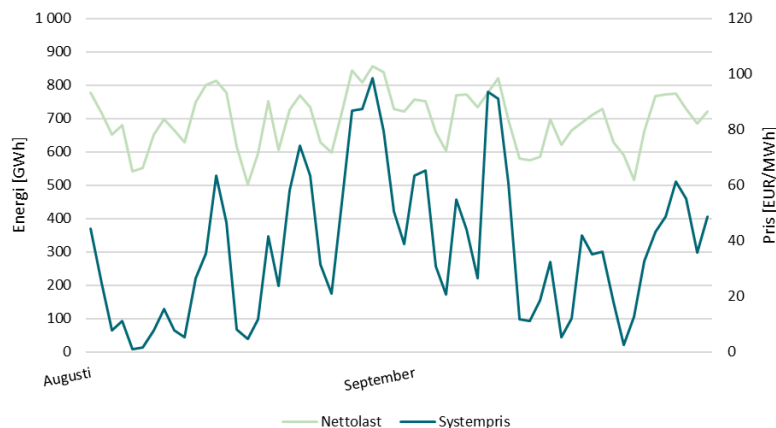
Figur 15 Elproduktion i Sverige per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor Anm: Statistiken är preliminär.

I Figur 16 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 16 Nettolast i Norden och systempris per dag de senaste två månaderna, GWh

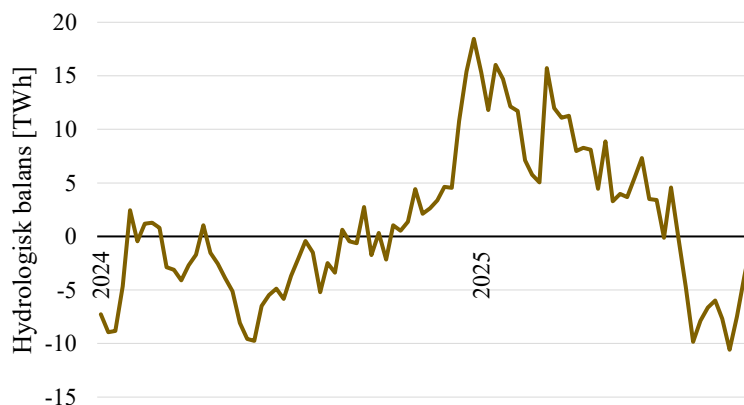


Källa: Energimyndighetens bearbetningar av data från SKM Market Predictor

2.3 Hydrologi

Den uppskattade hydrologiska balansen² i Norden var -0,4 TWh vecka 38, se Figur 17. Det är en förbättring jämfört med sista veckan i augusti som avslutades på -10,6 TWh.

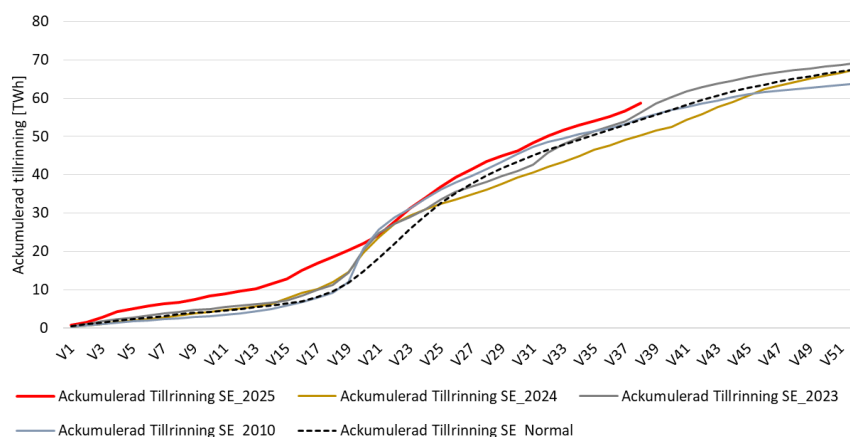
Figur 17 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2024–2025, TWh



Källa: SKM Market Predictor

I Figur 18 och Figur 19 redovisas den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden per vecka för ett genomsnittligt normalår och för några historiska år. I början av 2025 kan man se att den ackumulerade tillrinningen i Sverige samt i Norden legat på högre än ett genomsnittligt normalår. För vecka 35–38 under 2025 uppgick den genomsnittliga tillrinningen till 1,6 TWh/vecka i Sverige vilket är något högre än den normala tillrinningen för perioden som är 1,4 TWh.

Figur 18 Ackumulerad tillrinning i Sverige, TWh

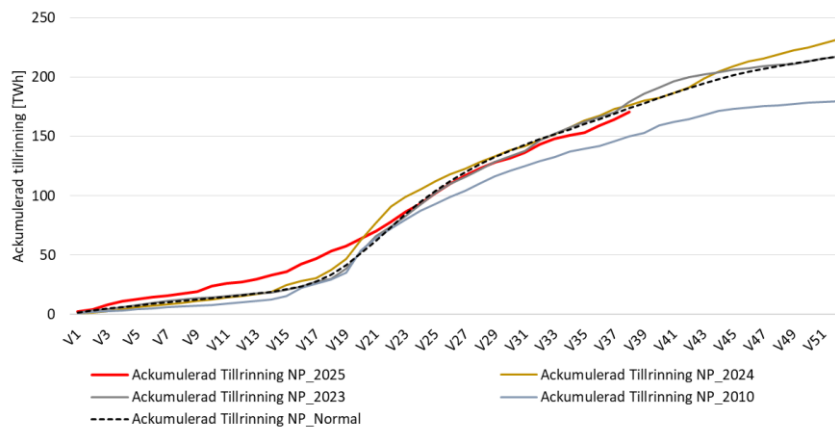


Källa: SKM Market Predictor

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

För Norden som helhet uppgick den genomsnittliga tillrinningen per vecka till 4,8 TWh under vecka 35–38, vilket är något högre än normal tillrinning som är 4,5 TWh för perioden.

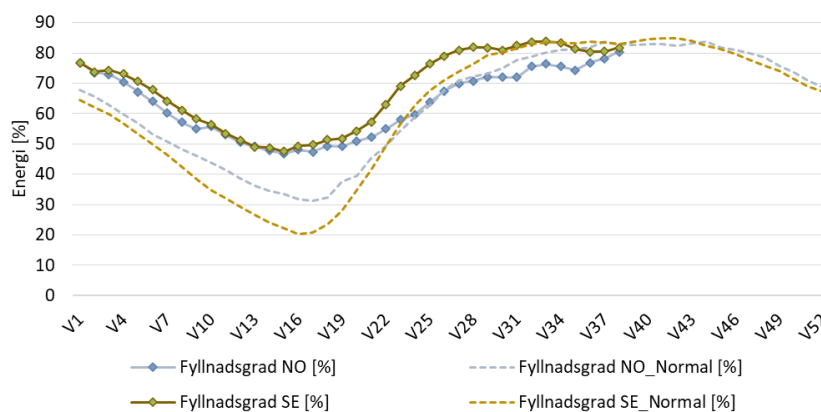
Figur 19 Ackumulerad tillrinning i Norden, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinen redovisas i Figur 20 nedan. Under inledningen av 2025 var nivåerna långt över normalen men Norge är nu en bit under normalnivåer medan Sverige är på normala nivåer. Vecka 38 var fyllnadsgraden i de svenska magasinen 82 procent vilket är nära normalen som är 83 procent³. I Norge var fyllnadsgraden 80 procent samma vecka vilket också är nära normalen som är 81 procent för aktuell vecka⁴. Sammantaget var fyllnadsgraden i de norska och svenska magasinen 81 procent vilket är 2 procentenheter under normalen för vecka 38.

Figur 20 Fyllnadsgrad i norska och svenska vattenmagasin, procent



Källa: SKM Market Predictor

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 81 procent för vecka 35.

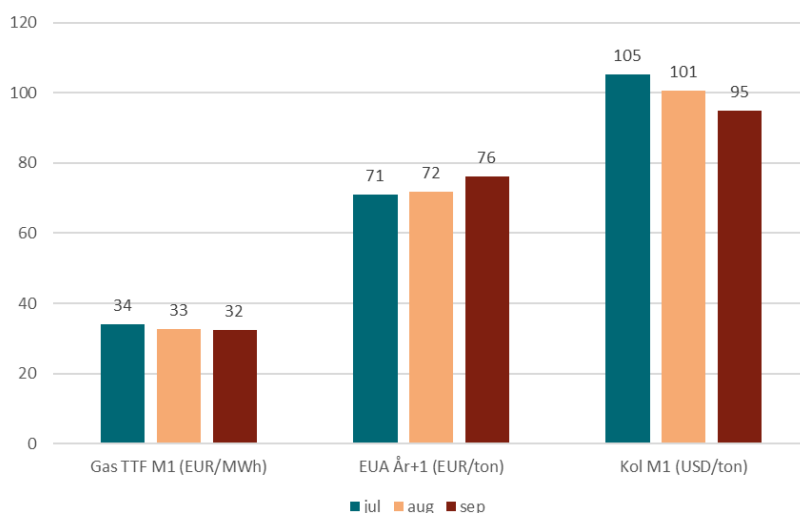
⁴ Enligt NVE är medianvärdet (för de sista 20 åren) för normalen 81 procent för vecka 35.

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://energimyndigheten.se).

Som framgår i Figur 21 så sjönk det genomsnittliga månadspriset något för gas och kol under september jämfört med föregående månad. Samtidigt steg det genomsnittliga månadspriset på utsläppsrätter något.

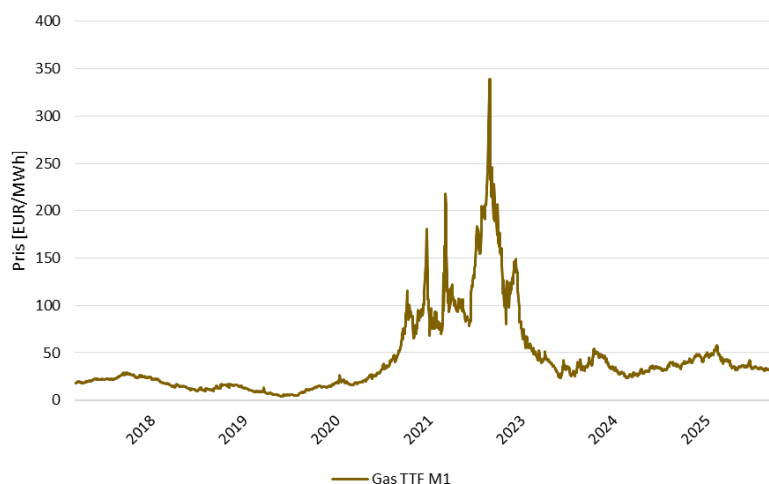
Figur 21 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol under juli-september 2025



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

Dagspriser på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden redovisas i Figur 22. Det genomsnittliga priset för september uppgick till 32 EUR/MWh och endast 0,3 EUR/MWh lägre än föregående månad (leverans nästa månad). Det har varit väldigt små rörelser i dagspriset på gas under månaden. Högsta dagspris nåddes den 10 september då det var 33 EUR/MWh och månadens lägsta dagspris var 32 EUR/MWh och inträffade under flera dagar under andra halvan av månaden. De europeiska naturgaslagren var fyllda till 82 procent den 20 september, att jämföra med 76 procent den 22 augusti. Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

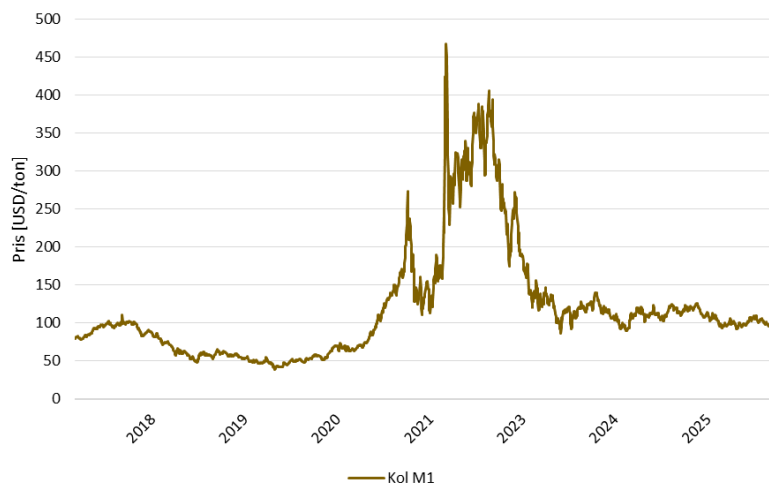
Figur 22 Dagspriser på naturgas TTF leverans nästa månad, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Det genomsnittliga priset för kol i september var 95 USD/ton och därmed 6 USD/ton lägre jämfört med föregående månad. Månaden inleds med månadens högsta dagsnotering på 98 USD/ton den 2–3 september. Det lägsta dagspris var 93 USD/ton den 12 september. Dagspriser på kol redovisas i Figur 23 och priserna på kol följer i stor utsträckning priset på gas.

Figur 23 Dagspriser på kol API2 leverans nästa månad, USD/ton



Källa: SKM Market Predictor (Spectron, Mean)

Utsläppsprattspriset för nästkommande år redovisas Figur 24. Genomsnittspriset under september 76 EUR/ton och därmed 4 EUR/ton högre jämfört med föregående månad. Månadens högsta dagspris inträffade den 16 september då det var 78 EUR/ton medan månadens lägsta dagspris på 74 EUR/ton inträffade den 2 september.

Figur 24 Dagspriser på EU ETS, EUR/ton



Källa: SKM Market Predictor (Nord Pool, Close)

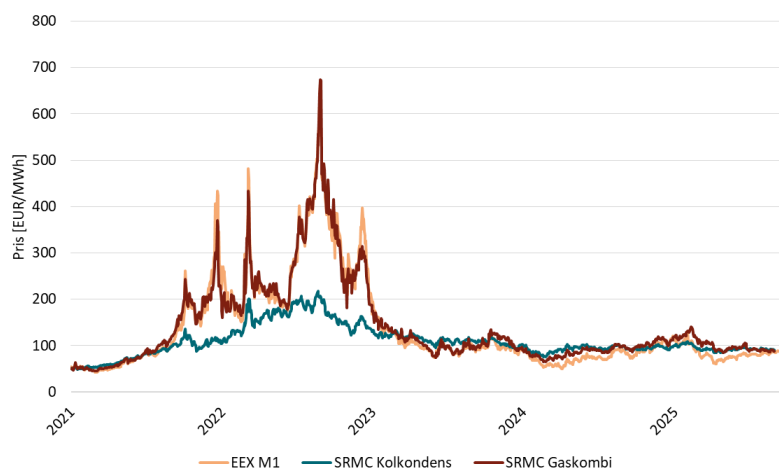
2.5 Kortsiktig marginalkostnad och elpriser i Tyskland

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.

Figur 25 redovisar den kortsiktiga marginalkostnaden för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX (Tyskland). Det kan ses att det tyska frontmånadspriset på el relativt väl följer den kortsiktiga marginalkostnaden för gaskombi baserat på frontmånadskontraktet för naturgas. Sammantaget har stärkta fossilbränslepriser, speciellt naturgas, och stärkta utsläppsrättspriser utgjort en 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 25. För gaskombi var kostnaden 90 EUR/MWh i september, vilket är 1 EUR/MWh högre än föregående månad. För kolkondens var kostnaden 93 EUR/MWh vilket även det är 1 EUR/MWh lägre än föregående månad.

Figur 25 Kortsiktig marginalkostnad för kolkondens, gaskombi samt frontmånadspriset på EEX, EUR/MWh



Källa: Energimyndighetens beräkningar baserade på data från SKM Market Predictor

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

2.6 Handel

Nettoexporten från Sverige uppgick till 2,1 TWh under september, vilket var 0,3 TWh lägre än föregående månad. Rullande 52 veckors nettoexport från Sverige uppgick i slutet av september till 33,9 TWh vilket ses i

Tabell 4. Detta kan jämföras med motsvarande period 2024 som uppgick till 31,1 TWh nettoexport. För Norden som helhet uppgår motsvarande siffror till 41 TWh respektive 35,0 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 september var det inga timmar med nettoimport. Tidigare under året har nettoimport endast förekommit under tre timmar i januari och 15 timmar i maj och nio timmar i september, vilket innebär att det hittills under 2025 har varit totalt 27 timmar med nettoimport.

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

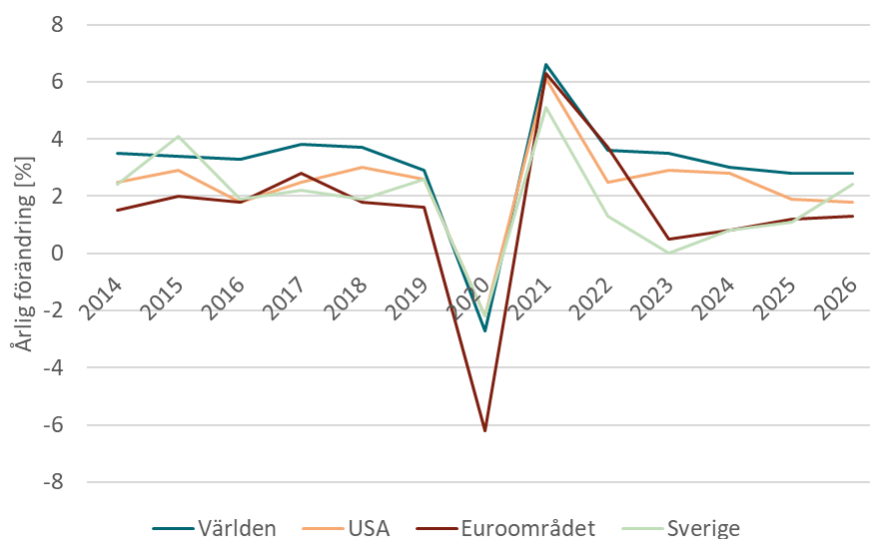
Exportörande region	Importörande region	2025 September	2025 Augusti	2025_V26 52 veckors rullande summa	2024_V26 52 veckors rullande summa
SE1	FI	-0,4	-0,6	-5,3	-4,2
SE3	FI	-0,4	-0,4	-3,4	-3,9
SE3	DK1	0,0	-0,1	-3,7	-1,6
SE4	DK2	-0,3	-0,5	-7,8	-5,5
SE1	NO4	0,1	0,1	0,6	-0,5
SE2	NO4	0,1	0,0	0,3	-0,2
SE2	NO3	0,0	0,0	-0,5	-2,4
SE3	NO1	-0,5	-0,4	-4,3	-2,7
SE4	DE	-0,2	-0,1	-2,9	-2,4
SE4	PL	-0,1	-0,2	-2,8	-2,5
SE4	LT	-0,4	-0,3	-4,0	-5,2
DK1	NL	0,2	0,1	-0,3	-0,6
DK1	DE	-0,3	-0,2	-5,3	-2,8
DK2	DE	-0,1	0,0	-2,9	-1,9
NO2	NL	-0,2	-0,1	-2,7	-2,1
NO2	DE	-0,6	-0,4	-6,3	-4,7
NO2	UK	-0,6	-0,6	-9,5	-9,0
NO4	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,4	-0,5	-4,4	-3,8
Nettoexport	Sverige	-2,1	-2,4	-33,9	-31,1
Nettoexport	Norden	-2,7	-2,3	-41,0	-35,0

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 försämrade ekonomi i regel ett tryck nedåt på bränslepriser som kol, gas och råolja vilket i sin tur påverkar elpriserna i Sverige och Europa. Det omvända gäller vid en ökad ekonomisk aktivitet. I Figur 26 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI).

Figur 26 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI, 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.

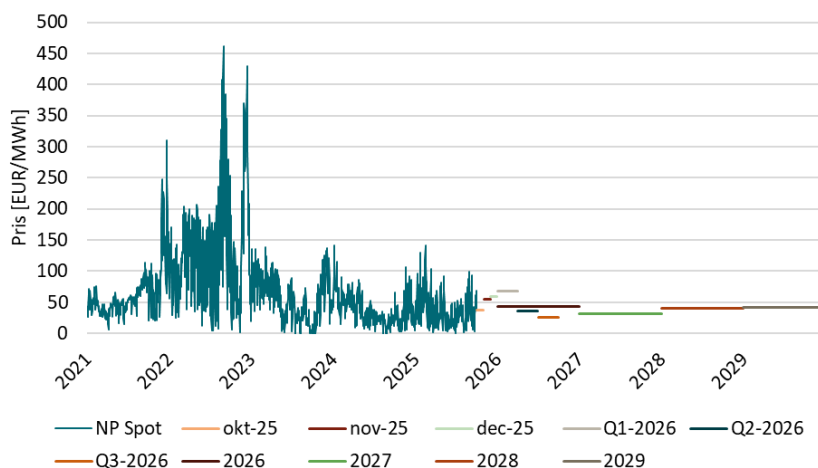
3.1 Terminspriser

Terminspriset i Norden (systempris) för oktober 2025 (frontmånad) stängde på 38 EUR/MWh i slutet på september och priserna på årskontrakten för Norden 2026 och 2027 stängde på 44 respektive 31 EUR/MWh. I Figur 27 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)

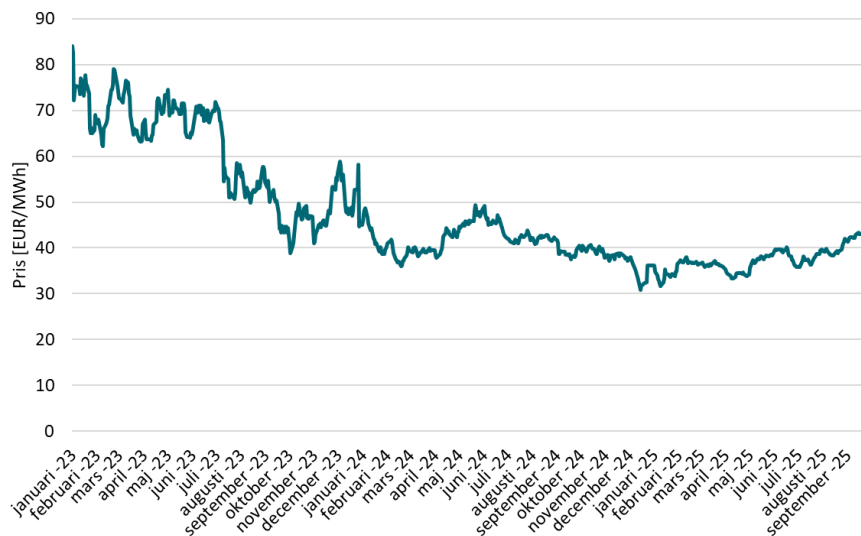
Figur 27 Systempris (dygnsmedel) samt forwardpriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-09-30

Figur 28 visar hur priset för leverans kommande år utvecklats sedan januari 2023. I slutet av september handlades kontrakt för kommande år (2026) för 44 EUR/MWh. Vid inledningen av 2023 handlades kontraktet kommande år på sitt högsta pris 84 EUR/MWh.

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



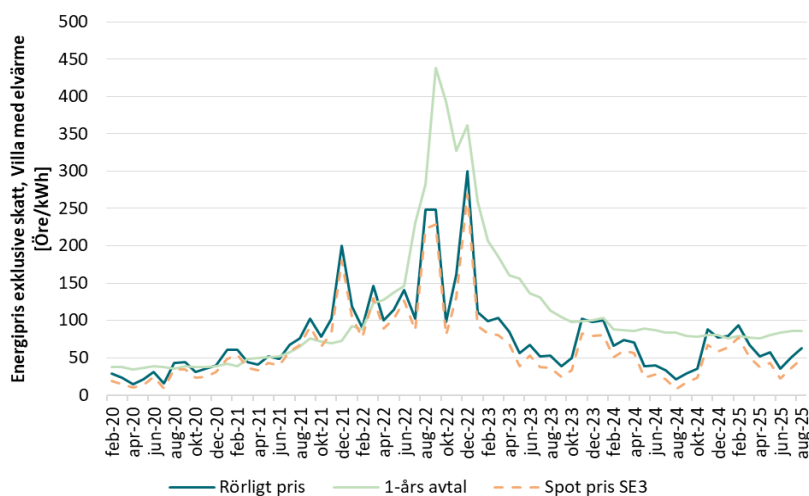
Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2025-09-30

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 29 redovisas elhandelspriset för ett rörligt avtal och ett ettårigt fastprisavtal för SE3 för typkunden villa med elvärme⁷. Priserna på ett fastprisavtal var något högre i augusti och betydligt högre för ett rörligt avtal jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt) var 0,86 kr/kWh för ett 1-års fastprisavtal i SE3 och 0,63 kr/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme. Motsvarande pris för SE4 låg på 1 kr/kWh för fastprisavtal och 0,87 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 augusti. Av dessa är 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 29 Elhandelspris, rörligt avtal och 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme i SE3, öre per kWh, till och med augusti 2025

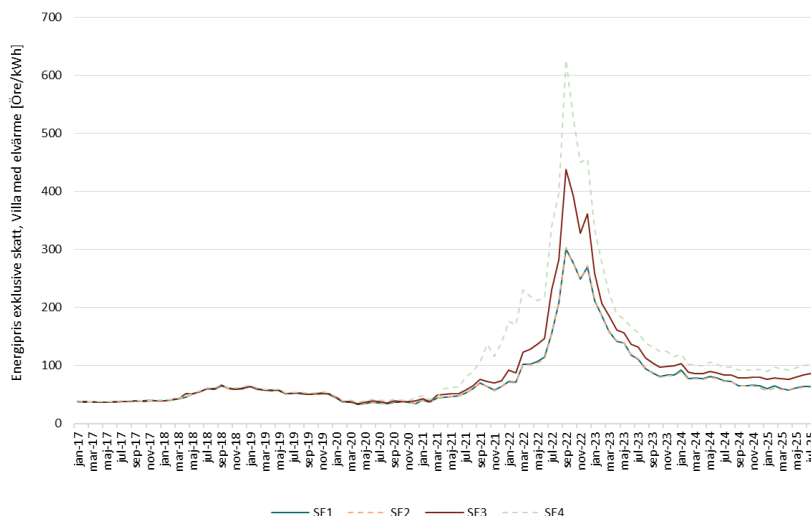


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 30 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 och SE4.

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.

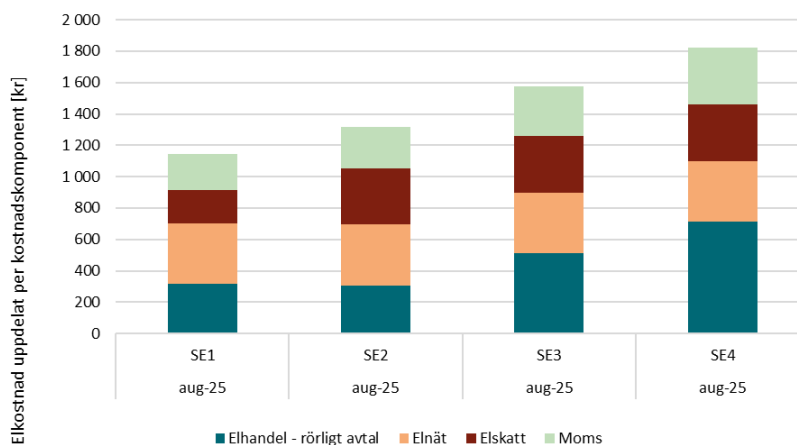
Figur 30 1-års fastprisavtal för typkunden villa med elvärme (20 000 kWh) i respektive elområde, öre per kWh, till och med augusti 2025



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 31 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 1 100 kr respektive 1 300 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 1 600 kr respektive 1 800 kr.

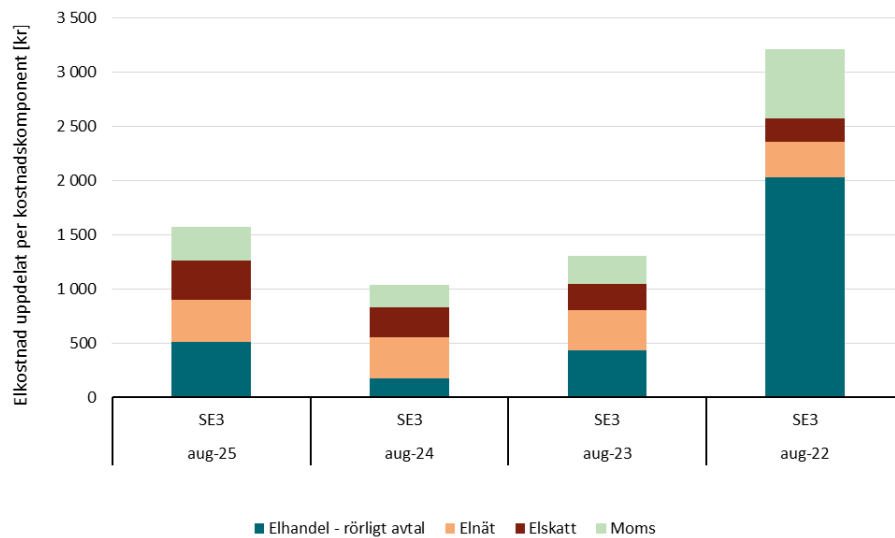
Figur 31 Totalt elkostnad för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 817 kWh för aktuell månad) för respektive elområde. Kostnaden inkluderar elhandelspris, elnätpris, elskatt och moms.



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 2 år men betydligt lägre än augusti 2022 under antagandet att konsumtionen var densamma.

Figur 32 Totalt elkostnad för villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal i elområde 3 jämfört med motsvarande månad tidigare år (årsförbrukning på 20 000 kWh varav kWh varav 817 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.

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

Från och med den 1 oktober 2025 börjar en ny ordning gälla i Norge som ger hushållskunder möjlighet att från och med den 24 september teckna avtal om så kallat Norgepris. Detta innebär en möjlighet till fastpris på 50 norska öre/kWh inklusive moms (40 norska öre/kWh utan moms) och gäller både för hemmet och fritidshus. Ordningen gäller till och med den 31 december 2026. Det nuvarande elstödet finns kvar, men kunder kan inte teckna Norgepris och samtidigt använda sig av elstödet. Läs mer om detta här [Dette er Norgespris - NVE](#)

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](#)