



Energimyndigheten

Nuläget på elmarknaden

Augusti 2026

Publicerad 2026-09-04

Nuläget på elmarknaden

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

www.energimyndigheten.se

Innehåll

Sammanfattning	4
1 Elpriser på dagen före-marknaden	6
1.1 Månadsgenomsnitt	6
1.2 Tim- och kvartspriser	9
2 Prispåverkande faktorer	11
2.1 Elanvändning.....	11
2.2 Elproduktion.....	12
2.3 Priser på bränslen och koldioxid	15
2.4 Handel	16
2.5 Ekonomisk utveckling.....	17
3 Terminspriser på den finansiella marknaden	19
4 Slutkundspriser	20
5 Fördjupning - Hur har elproduktionen utvecklats i länder omkring oss?	22
5.1 Mängd elproduktion i de olika länderna	23
5.2 Nordisk elproduktion har låg andel fossil elproduktion...	23
5.3 Omställningen pågår i Baltikum	25
5.4 Stor omställning i flera länder i Nordeuropa.....	26
5.5 Stora volymer har tillkommit och lagts ner.....	28

Sammanfattning

De genomsnittliga elpriserna i Sverige ökade i samtliga elområden förutom i SE4 under augusti i jämförelse med föregående månad. Genomsnittspriset är fortsatt lägre i SE1 och SE2 än i de södra elområdena, och låg på 35 respektive 40 EUR/MWh, vilket är 21 och 24 EUR/MWh högre jämfört med månaden innan. Högst pris var det i SE4 på 73 EUR/MWh, vilket är 5 EUR/MWh lägre än i juli. Systempriset ökade till 77 EUR/MWh i juni och därmed 26 EUR/MWh högre än i månaden innan.

Prisutvecklingen i augusti jämfört med juli visar på ökade månadsmedelpriser i flera av Sveriges omkringliggande elområden samt andra europeiska länder. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Polen högst månadsmedelpris med 134 EUR/MWh. Lägst månadsmedelpris av de direkt anslutna elområdena har NO4 som i augusti var 15 EUR/MWh.

Det lägsta kvartspriset under augusti var omkring 0 EUR/MWh i samtliga elområden vilket inträffade söndagen den 9 augusti och höll i under en längre period mellan kl. 12:00-16:00. Det högsta kvartspriset inträffade tisdagen den 12 augusti mellan kl. 19:45-20:00 och var då 339 EUR/MWh.

Antalet kvartar och timmar med negativa priser är fortsatt låga och uppstod enbart i SE2 under augusti. I augusti var kvartspriset marginellt under 0 vid ett enstaka tillfälle i SE2 med som med -0,02 EUR/MWh sett till enstaka kvart och -0,01 EUR/MWh sett till genomsnittlig timme.

Lägre genomsnittstemperatur i Sverige och Norden och att semestrar börjar ta slut leder till en något högre elanvändning i augusti jämfört med förra månaden. Totalt sett användes 8,7 TWh i Sverige (+0,5 TWh från föregående månad) och i Norden¹ användes 26,8 TWh (+0,7 TWh).

I Sverige ökade elproduktionen något till 10,2 TWh (+0,4 TWh från föregående månad) och i Norden sjönk den något till 28,5 TWh (-0,3 TWh). För Norden som helhet ses små variationer för kraftslagen jämfört med juli. Men jämfört med juni så har kärnkraften ökat produktionen efter den låga tillgängligheten medan vattenkraften tydligt ses ha dragit ner produktionen på grund av en lägre tillgång på vatten. Tillgängligheten i svensk kärnkraft var i genomsnitt 69 procent i augusti.

Under augusti har tillrinningen förbättrats jämfört med under juli men ändå lägre än normalt. I Sverige är fyllnadsgraden 73 procent och i Norge 63 procent vilket är omkring 10 respektive 18 procentenheter under normala nivåer för veckan. Underskottet i den hydrologiska balansen² är fortsatt stort på -20,9 TWh i slutet på vecka 35 i Norden. Den största delen av det nordiska underskottet finns i Norge som har -16,6 TWh och i Sverige är underskottet -2,9 TWh.

Energimyndigheten arbetar löpande med marknadsrapporter och lägesbilder. Utöver marknadsrapporten om elmarknaden publicerar vi även rapporter om utvecklingen på de globala energimarknaderna för olja, naturgas, kol och utsläppsrätter samt

¹ Sverige, Finland, Norge och Danmark

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

biodrivmedel och fasta biobränslen. Vi publicerar även en nationell lägesbild som omfattar en bedömning av Sveriges energiförsörjning. [Marknadsrapporter och lägesbilder](#)

Med anledning av kriget i Mellanöstern publicerar Energimyndigheten en samlad bedömning av energiläget i Sverige och globalt varje vecka. Bedömningen publiceras på onsdagar. Rapporten Nuläget på de globala energimarknaderna, som utökats med elmarknad, publiceras nu var annan vecka till följd av kriget. Den publiceras på fredagar. [Sveriges energiläge just nu](#)

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](#)

1 Elpriser på dagen före- marknaden

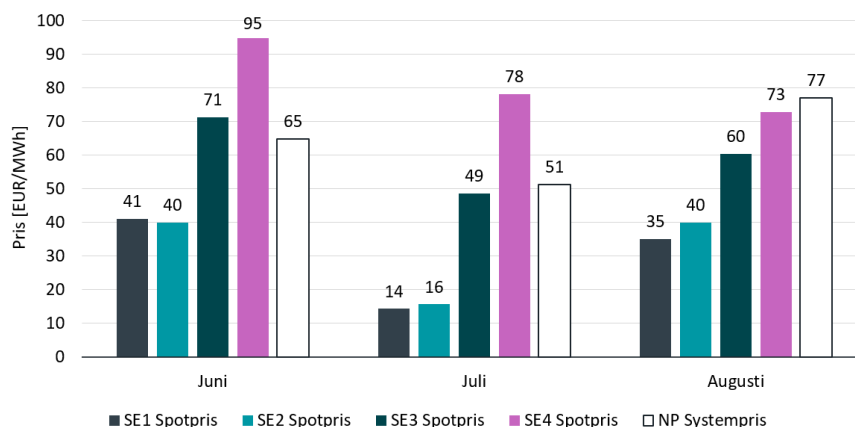
I augusti ökade månadsmedelpriset i samtliga elområden förutom i SE4 som trots det hade det högsta månadsmedelpriset. I och med detta minskade prisskillnaderna mellan norra och södra Sverige. SE4 hade ett högsta kvartspris på över 300 EUR/MWh och antalet kvartar med negativa priser inträffade enbart vid ett fåtal tillfällen i SE2 och var då marginellt under 0 EUR/MWh.

1.1 Månadsgenomsnitt

De genomsnittliga elpriserna i Sverige ökade i samtliga elområden förutom i SE4 under augusti i jämförelse med föregående månad, ses i Figur 1. Genomsnittspriset är fortsatt lägre i SE1 och SE2 än i de sydliga elområdena, och låg på 35 respektive 40 EUR/MWh, vilket är 21 och 24 EUR/MWh högre jämfört med månaden innan. Att priset ökat under augusti i SE1 och SE2 beror bland annat på att den hydrologiska balansen varit låg under en tid samt en låg fyllnadsgrad i vattenmagasin vilket gjort att vattenkraften prissatts till ett högre pris. Höga priser på kontinenten med anledning av sommarens värmebölja samt höga gaspriser får även påverkan på priset även i norra Sverige. Högst pris var det i SE4 på 73 EUR/MWh, vilket är 5 EUR/MWh lägre än i juli. Systempriset ökade till 77 EUR/MWh i juni och därmed 26 EUR/MWh högre än i månaden innan.

För att vara en augustimånad är elpriset det högsta i samtliga svenska elområden jämfört med tidigare år sedan 2022 då elpriskrisen pågick.

Figur 1 Månadsmedelpris för SE1–SE4 samt Nord Pools systempris i juni-augusti 2026, EUR/MWh

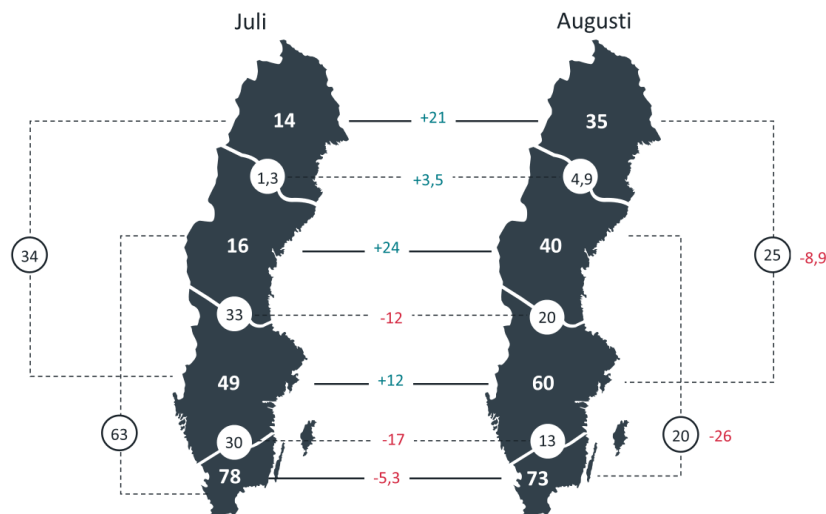


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Figur 2 visar prisskillnaden mellan de svenska elområdena för augusti och hur de skiljer sig från föregående månad. Högre elpriser i SE1, SE2 samt SE3 medan lägre i SE4 ger minskade prisskillnader mellan norra och södra Sverige i augusti jämfört med juli där prisskillnaderna var stora. Prisskillnaden mellan SE1 och SE3 var 25 EUR/MWh (-8,9 EUR/MWh) och mellan SE2 och SE4 var prisskillnaden 20 EUR/MWh (-26 EUR/MWh).

Mellan de nordliga elområdena, SE1-SE2, ökade prisskillnaden till 4,9 EUR/MWh medan skillnaden mellan SE3-SE4 minskade till 13 EUR/MWh i augusti.

Figur 2 Prisskillnader mellan Sveriges elområden under juli och augusti 2026 samt hur det skiljer sig mellan månaderna, EUR/MWh

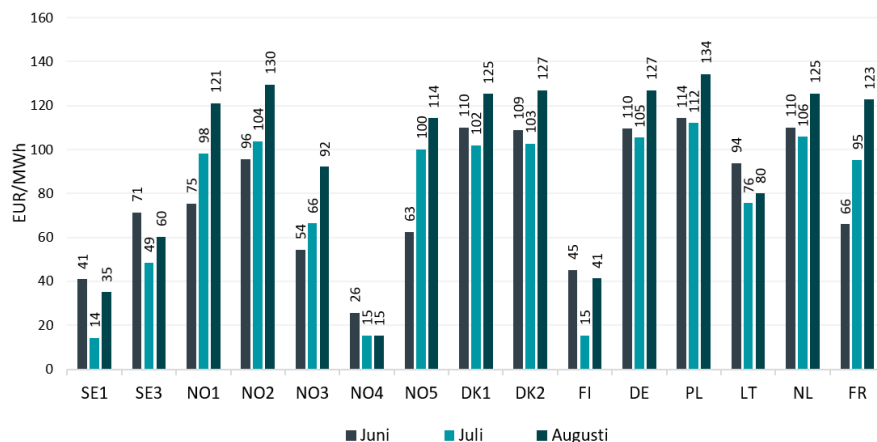


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool.

Anmärkning: I figuren redovisas månadsmedelpriset (vit text), prisskillnaden mellan elområden (svart text) och prisskillnaden jämfört med föregående månad i figuren (röda siffror=minskning, blå siffror=ökning).

I Figur 3 ses prisutvecklingen i augusti jämfört med juli som visar på ökade månadsmedelpriser i flera av Sveriges omringliggande elområden samt andra europeiska länder. Priset ökade mest i Frankrike med 28 EUR/MWh följt av Finland, NO2 och NO3 som alla ökade med 26 EUR/MWh. Av de prisområden som jämförs är det endast NO4 där månadsmedelpriset minskade jämfört med juli vilket var en marginell minskning på 0,3 EUR/MWh. Av de länder och elområden som Sverige är direkt anslutna till så hade Polen högst månadsmedelpris med 134 EUR/MWh vilket är en ökning med 22 EUR/MWh jämfört med föregående månad. Även NO2 samt de danska elområdena (DK1 och DK2), Tyskland och Frankrike hade högt månadsmedelpris på mellan 123–130 EUR/MWh. Lägst månadsmedelpris av de direkt anslutna elområdena har NO4 som i augusti var 15 EUR/MWh vilket är 20 EUR/MWh lägre än priset i SE1 som hade det näst lägsta.

Figur 3 Månadsmedelpris för elområden sammanlänkade med Sverige samt för NO2, NO5, Nederländerna och Frankrike, i förhållande med SE1 och SE3, juli-augusti 2026, EUR/MWh

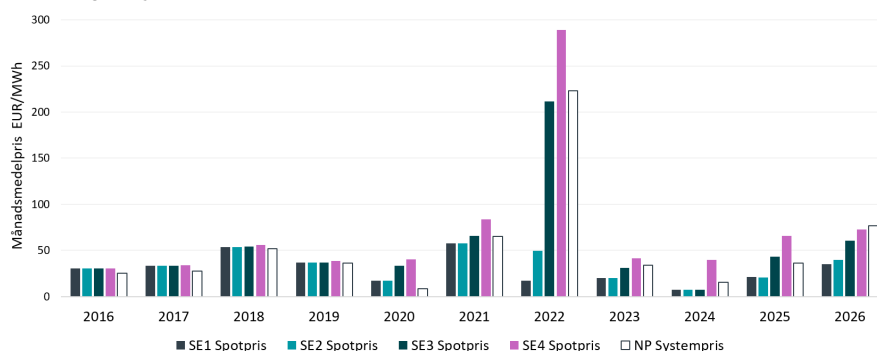


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 4 ses månadsmedelpriset i augusti för SE1-SE4 samt systempriset jämfört med maj tidigare år. I SE1 är priset högre i augusti 2026 jämfört med de senaste åren inklusive under elpriskrisen 2022. I SE2 är priset lägre än under 2022 men högre än vad det varit de senaste åren. Priset i SE3 och SE4 är högre jämfört med de senaste åren men betydligt lägre än vad det var under 2022 med omkring 151 respektive 215 EUR/MWh lägre än det högsta som uppmätts för en augustimånad.³

I de norra elområdena har ett augustipris varit anmärkningsvärt högre vid två tillfällen, vid elpriskrisen 2018 som var ett tydligt torrår för vattenkraften och 2021 som präglades av en kraftig tillväxt efter pandemin. Priset i SE1 och SE2 var 22 respektive 18 EUR/MWh lägre än i augusti 2021 som hade de högsta priserna för månaden sedan elområdena infördes.

Figur 4 Jämförelse över månadsmedelpris i de svenska elområdena samt systempriset under augusti jämfört med historiska år, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

³ Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader för SE1 och SE2 var under december 2022 med 188 EUR/MWh. Det högsta månadsmedelpriset sett till alla månader i SE3 var under december 2022 med 245 EUR/MWh och i SE4 under augusti 2022 med 289 EUR/MWh.

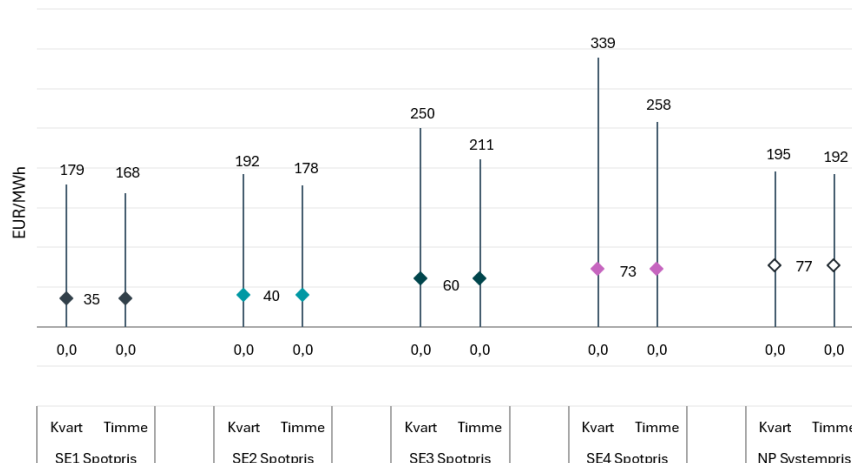
Faktorer som påverkar priset för Norden och Sverige under månaden jämfört med föregående månad, så som elanvändningen, elproduktionen och handeln med andra länder finns under avsnittet Prispåverkande faktorer.

1.2 Tim- och kvartspriser

I Figur 5 ses medelspotpriset, det högsta och lägsta priset per kvart och timme för de svenska elområdena samt för systempriset under augusti. Det lägsta kvartspriset under augusti var omkring 0 EUR/MWh i samtliga elområden vilket inträffade söndagen den 9 augusti och höll i under en längre period mellan kl. 12:00-16:00. Det högsta kvartspriset inträffade tisdagen den 12 augusti mellan kl. 19:45-20:00 och var då 339 EUR/MWh. Höga priser på kvällstid ses återkommande, särskilt i SE3 och i SE4, och kan bero på flera prishöjande faktorer, exempelvis revisioner i kärnkraftverk som både minskar produktionen och begränsar överföringskapaciteten inom Sverige. Elpriset i södra Sverige påverkas även i högre grad av höga priser på kontinenten.

Systempriset per kvart var även som 0 EUR/MWh vilket också inträffade under samma tidsintervall på lördagen den 9 augusti. Det högsta systempriset inträffade onsdagen den 19 augusti kl. 19:45-20:00 med 195 EUR/MWh. Det högsta och lägsta timmedelspriset sammanfaller oftast med högsta och lägsta kvartspriset vilket även var fallet för augusti.

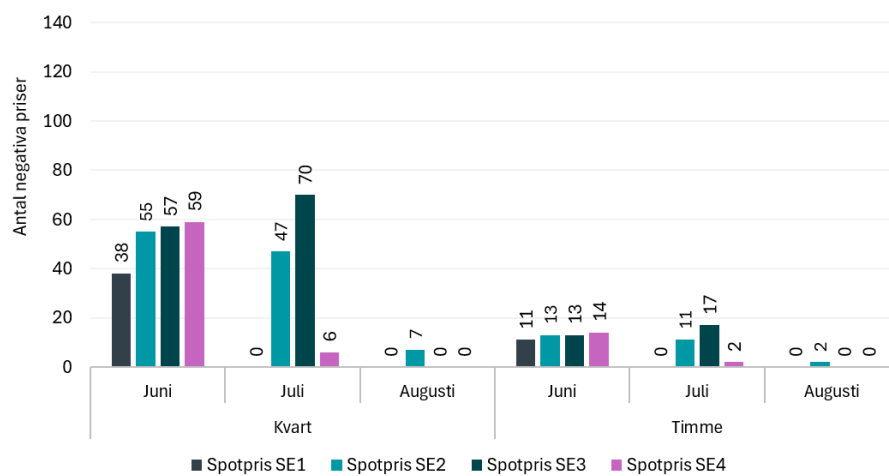
Figur 5 Högsta-, lägsta- och medelspotpris per kvart och timme i SE1–SE4 samt för systempriset i augusti, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

I Figur 6 visas antalet kvartar och timmar med negativa priser som uppstod under de senaste tre månaderna i de svenska elområdena. Antalet kvartar och timmar med negativa priser är fortsatt låga och uppstod enbart i SE2 under augusti. I augusti var kvartspriset marginellt under 0 vid några enstaka tillfällen och endast i SE2 där det som lägst var -0,02 EUR/MWh sett till enstaka kvart och -0,01 EUR/MWh sett till genomsnittlig timme. Tillfällen med negativa priser inträffar primärt i perioder då efterfrågan är låg och produktionen från intermittenta kraftslag är hög.

Figur 6 Antal kvartar respektive timmar med negativa elpriser i SE1–SE4, juni-augusti 2026



Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

2 Prispåverkande faktorer

Något lägre temperatur och att många semestrar avslutades i bidrog till en något högre elanvändning både i Sverige och i Norden under augusti. Totala elproduktion var också något högre i Sverige tack vare kärn- och vattenkraften. Augusti har präglats av magasinnivåer under det normala och fortsatt låg hydrologisk balans i Norden. Priset på naturgas och kol steg dock under månaden.

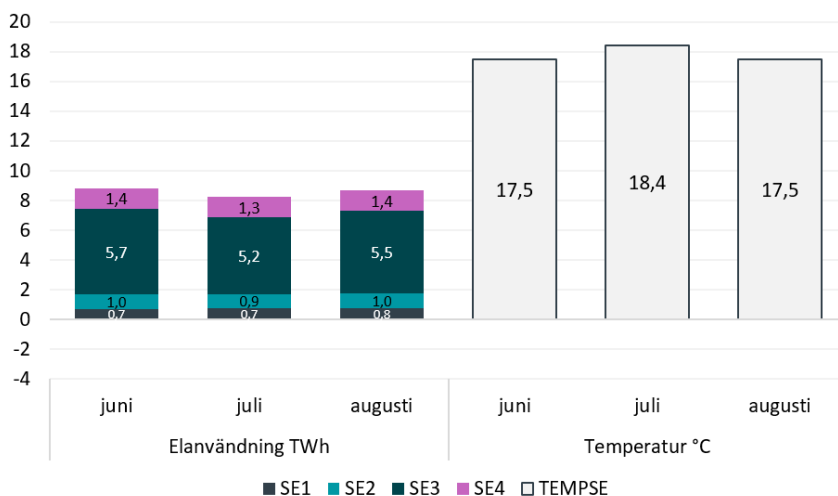
2.1 Elanvändning

Elanvändning och genomsnittstemperatur för de senaste tre månaderna ses i Figur 7. Totalt sett användes 8,7 TWh i Sverige under augusti vilket är 0,5 TWh mer än i juli och högre elanvändning ses i samtliga elområden. Om man jämför elanvändningen i augusti med tidigare augustimånader under perioden 2012–2026 så har elanvändningen aldrig varit lägre än i år. Närmast är augusti 2024 då elanvändningen var 8,9 TWh.

Högre temperaturer minskar behovet av värme och el då en betydande del av värmen tillgodoses av både direkt elvärme och drift av värmepumpar.

Genomsnittstemperaturen i Sverige var 17,5 grader i augusti vilket är 0,9 grader lägre än föregående månad och 0,2 grader högre än normal genomsnittstemperatur.

Figur 7 Efterfrågan på el per elområde (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Sverige, juni–augusti 2026

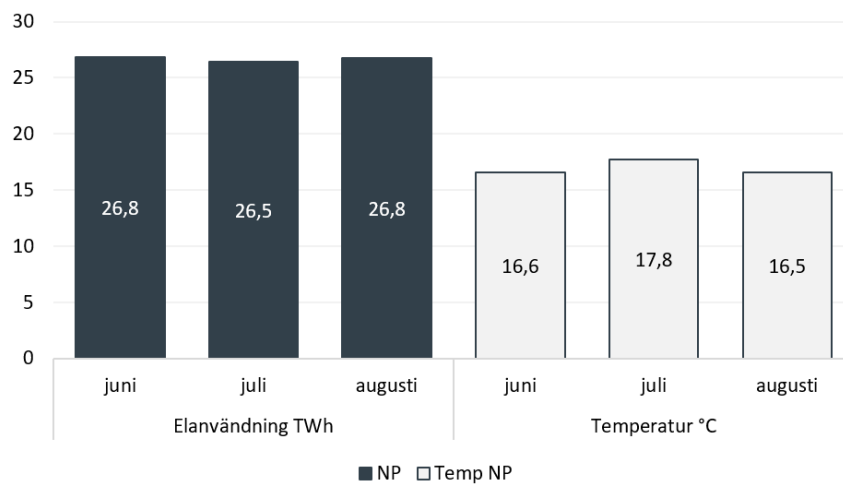


Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

Gemensamt i Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) ökade elanvändningen något under augusti och var 26,8 TWh (+0,3 TWh jämfört med föregående månad), vilket ses i Figur 8. Genomsnittstemperaturen i Norden sjönk till 16,5 grader vilket är 1,3 grader lägre än föregående månad och 0,3 grader lägre än normal genomsnittstemperatur för månaden. Jämfört med andra augustimånader under perioden 2012–2026 så är elanvändningen relativt genomsnittlig.

Figur 8 Efterfrågan på el (TWh) och genomsnittstemperatur (°C) i Norden, juni–aug 2026



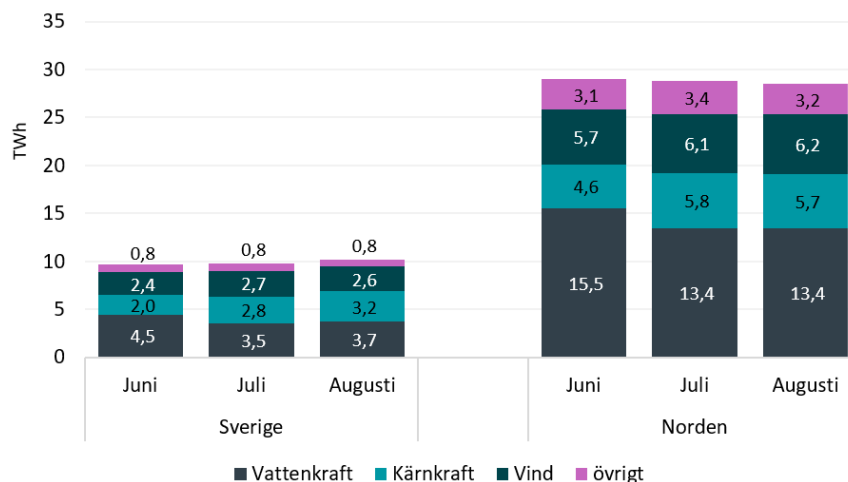
Källa: SKM Market Predictor, Nord Pool

Anm: Statistiken som publiceras på Nord Pool är preliminär.

2.2 Elproduktion

I Figur 9 ses hur den svenska och nordiska elproduktionen sett ut de senaste tre månaderna. Den totala elproduktionen i Sverige och Norden har varit relativt stabil över sommarmånaderna men det finns skillnader för respektive kraftslag.

Figur 9 Elproduktion i Sverige och Norden per månad, TWh



Källa: SKM Market Predictor

Anm: Statistiken är preliminär.

I Sverige var elproduktionen 10,2 TWh under augusti (+0,4 TWh jämfört med föregående månad). Elproduktionen från respektive kraftslag visar på några skillnader från föregående månad där både kärnkraft och vattenkraften ökade produktionen medan vindkraftens produktion var något lägre. Kärnkraften har ändå ökat i jämförelse med i juni då det var ovanligt låg tillgänglighet i de svenska kärnkraftverken.

I Norden (Sverige, Finland, Norge och Danmark) var elproduktionen preliminärt 28,5 TWh i augusti (-0,3 TWh) och det är endast små skillnader från produktionen föregående månad. Vattenkraften producerade dock betydligt mindre än i juni vilket påverkas av den låga hydrologiska balansen i Norden.

2.2.1 Tillgänglighet kärnkraft

Under augusti var genomsnittlig tillgänglighet i svensk kärnkraft 69 procent vilket kan jämföras med föregående månad då den var 60 procent. Tillgängligheten är något lägre jämfört med historisk tillgänglighet för samma månad under perioden 2014–2025. I Finland var genomsnittlig tillgänglighet 79 procent i augusti (93 procent i juli) och något lägre än motsvarande månad för perioden 2014–2025, vilket ses i Tabell 1. Den lägre tillgängligheten beror på årliga revisioner och att R4 stått sedan slutet av juni pga ett läckage i en generator. Stoppet pågår fram till den 2 september då revisionen inleds. I slutet av augusti är R3 och Olk2 på revision. Utöver R4 går även F1 och Olk3 på revision den 6 respektive 19 september. Den sista revisioner ska enligt plan vara avslutad den 17 november.

Tabell 1 Status 2026-09-01 och genomsnittlig tillgänglighet för nordisk kärnkraft i augusti

Reaktor	Status	Tillgänglighet [%]	Tillgänglig kapacitet, [MW]	Installerad kapacitet, [MW]	Genomsnittlig tillgänglighet i juni 2014–2025	Faktisk/planerade revisioner
Forsmark 1	I drift	100%	1 092	1 092	96%	6 sept-17 nov 2026
Forsmark 2	I drift	100%	1 120	1 120	81%	12 apr-2 juli 2026
Forsmark 3	I drift	100%	1 167	1 167	84%	8 mars–4 april 2026
Oskarshamn 3	I drift	100%	1 399	1 400	73%	28 mars–10 juli 2026
Ringhals 3	Ej i drift	0%	0	1 074	82%	4 maj–31 sept 2026
Ringhals 4	Ej i drift	0%	0	1 130	29%	2 sep-15 okt 2026
Loviisa 1	I drift	100%	508	508	80%	19 sep-11 okt 2026
Loviisa 2	Ej i drift	4%	18	502	60%	2 aug-16 sep 2026
Olkiluoto 1	I drift	100%	890	890	100%	19 april–13 juni 2026
Olkiluoto 2	I drift	83%	735	890	95%	6 april–17 april 2026
Olkiluoto 3	I drift	81%	1 299	1 600	98%	10 sep–29 okt 2026
Norden		73%	8 227	11 373	79%	
Sverige		69%	4 778	6 983	74%	
Finland		79%	3 449	4 390	83%	

Källa: SKM Market Predictor

Anm: Genomsnittlig tillgänglighet under aktuell månad för Olk3 sedan driftstart 2023.

2.2.2 Hydrologi

I Figur 10 redovisas den uppskattade hydrologiska balansen i Norden från 2025 till och med vecka 35 i år. Med hydrologisk balans avses mängden vatten, översatt i elenergi fördelad på vatten- och snömagasin (inklusive markvatten) i förhållande till en normalsituation. Den hydrologiska balansen har försämrats under året och var som lägst -27 TWh vecka 8 (februari) och åter på samma nivå vecka 19. I slutet av vecka 35 ses ett fortsatt stort underskott på -20,9 TWh i Norden vilket är oförändrat från föregående vecka. Den största delen av det nordiska underskottet finns i Norge som har -16,6 TWh. I Sverige är underskottet -2,9 TWh och här har den hydrologiska balansen förbättrats de senaste veckorna. Ett mindre underskott finns också i Finland.

Ett underskott på den hydrologiska balansen ger att vattenkraften kan behöva hålla hårdare på vattnet för att det ska räcka över kommande vintersäsong. Detta påverkar elpriserna uppåt.

Figur 10 Hydrologisk balans i Norden per vecka 2025–2026, TWh



Källa: SKM Market Predictor

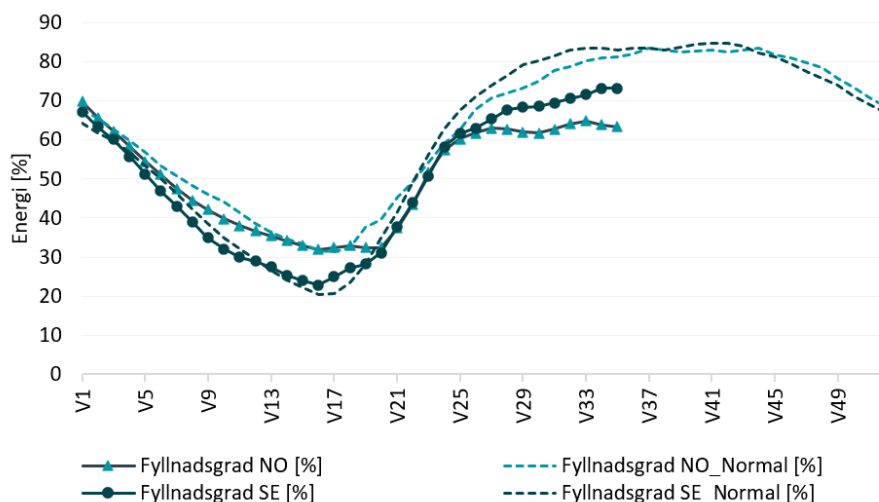
I Figur 11 redovisas fyllnadsgraden i de svenska och norska magasinerna.

Magasinnivåerna ökade rejält i början av juni men ökningstakten avtog därefter både i Sverige och Norge. I Sverige har fyllnadsgraden ändå fortsatt att öka och vecka 35 är den 73 procent vilket är omkring 10 procentenheter under normalen⁴ för aktuell vecka och oförändrat från föregående vecka.

I Norge har fyllnadsgraden sjunkit vissa veckor och under vecka 35 minskar den till 63 procent och det är ungefär 18 procentenheter under normalt för aktuell vecka. Gemensam fyllnadsgrad för norska och svenska magasin var 66 procent och 16 procentenheter under normalen.

⁴ Normalnivån skiljer sig åt beroende på källa om det är median- eller medelvärde och vilka år som inkluderas.

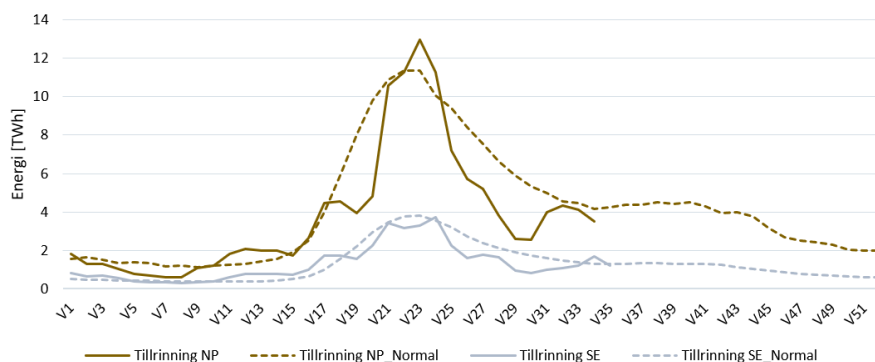
Figur 11 Fyllnadsgrad i svenska och norska vattenmagasin 2026 och genomsnittlig normalnivå, procent



Källa: SKM Market Predictor

Figur 12 redovisar tillrinningen i Sverige och Norden per vecka samt för ett genomsnittligt normalår. Mars månad var ovanligt varm och snösmältningen startade tidigare än vanligt i delar av Sverige och i april startade snösmältningen även i norra delarna av landet. Inledningen av maj blev svalare och tillrinningen var lägre och oregelbunden mellan veckorna för att senare ta fart igen. Under augusti har tillrinningen generellt varit lägre än normal men bättre än under juli. Vecka 35 var tillrinningen 1,2 TWh i Sverige vilket är 93 procent av normala värdet för veckan. För Norden som helhet uppgick tillrinningen för veckan till 2,6 TWh vilket kan jämföras med en mer normal tillrinning på 4,2 TWh.

Figur 12 Tillrinning i Sverige och i Norden 2026 och normala tillrinning per vecka, TWh



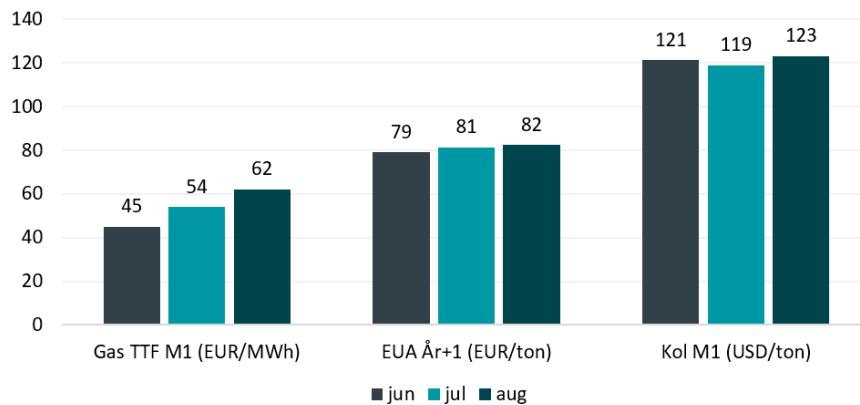
Källa: SKM Market Predictor

2.3 Priser på bränslen och koldioxid

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 [Marknadsrapporter och lägesbilder](#).

Figur 13 visar prisutvecklingen för naturgas, utsläppsrätter och kol under den senaste tremånadersperioden. Naturgaspriserna präglas fortfarande av begränsade LNG-leveranser genom Hormuzundet där läget fortsatt är osäkert. Under sommaren har priserna stigit kraftigt och det genomsnittliga priset på naturgas var 62 EUR/MWh i augusti (+8 EUR/MWh jämfört med föregående månad). Priset på kol har varit relativt stabil men ökade något till 123 USD/ton (+4 USD/ton). Priset på utsläppsrätter har ökat något och var 82 EUR/ton (+1 EUR/ton).

Figur 13 Genomsnittligt månadspris på naturgas, utsläppsrätter och kol, juni–aug 2026



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

Under augusti har dagspriset på den nordvästeuropeiska naturgasmarknaden ökat kraftigt och var som lägst 52 EUR/MWh den 5 augusti och som högst drygt 68 EUR/MWh den 24 augusti. De europeiska naturgaslagren fylls på men ligger lägre än tidigare år då gaspriset är högt. Den sista augusti var de fyllda till 65 procent, att jämföra med 57 procent månadens första dag.⁵ Dagspriset på kol var som lägst 114 USD/ton den 5 augusti och som högst 134 USD/ton månadens sista dag. Dagspriset på utsläppsrätter har röt sig mindre och var som lägst 81 EUR/ton den 3 augusti och som högst drygt 84 EUR/ton den 25 augusti.

2.4 Handel

Sverige nettoexporterade 2,1 TWh under augusti, vilket är 0,1 TWh mer än under föregående månad och 0,3 TWh mindre än i augusti 2025. Störst nettoexport gick till Finland med 0,7 TWh under augusti tätt följt av 0,6 TWh till både Norge och Danmark. För Norden som helhet minskade nettoexporten något till 1,5 TWh i augusti från 1,9 TWh i juli. Under augusti var det 8 timmar med nettoimport vilket kan jämföras med 1 timme i juli. Hittills under 2026 har nettoimport skett under 137 timmar. Under hela 2025 var det 53 timmar med nettoimport, där merparten av dem uppstod under november.

⁵ [Data Overview / Historical Data - AGSI](#), Vid fulla lager har EU cirka 100 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är ungefär en tredjedel av EU:s årliga konsumtion.

Tabell 2 Handel, nettoexport (-), nettoimport (+), TWh

Exportörande region	Importerande region	Augusti 2026	Juli 2026	Augusti 2025
SE1	FI	-0,7	-0,2	-0,6
SE3	FI	0,0	-0,6	-0,4
SE3	DK1	-0,4	-0,2	-0,1
SE4	DK2	-0,2	-0,4	-0,5
SE1	NO2	0,2	0,3	0,1
SE2	NO4	0,0	0,0	0,0
SE2	NO3	-0,2	-0,1	0,0
SE3	NO1	-0,7	-0,5	-0,4
SE4	DE	0,0	0,0	-0,1
SE4	PL	-0,1	-0,2	-0,2
SE4	LT	-0,1	0,0	-0,3
DK1	NL	0,1	0,0	0,1
DK1	DE	-0,2	0,0	-0,2
DK2	DE	0,1	-0,1	0,0
NO2	NL	0,0	0,0	-0,1
NO2	DE	-0,2	-0,2	-0,4
NO2	UK	-0,6	-0,9	-0,6
NO4	RU	0,0	0,0	0,0
FI	RU	0,0	0,0	0,0
FI	EE	-0,5	-0,6	-0,5
Nettoexport	Sverige	-2,1	-2,0	-2,4
Nettoexport	Norden	-1,5	-1,9	-2,3

Källa: SKM Market Predictor

2.5 Ekonomisk utveckling

I Figur 14 presenteras prognoser på årsnivå för BNP från Konjunkturinstitutet (KI). På kort sikt kan en minskad ekonomisk utveckling 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.

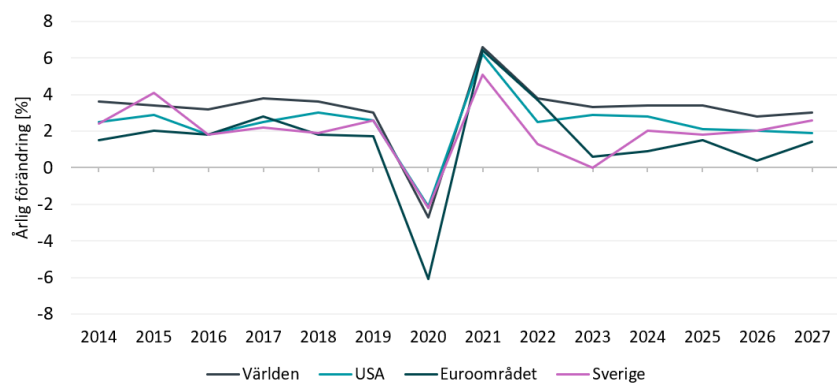
Konjunkturinstitutet bedömer i sin senaste uppdaterade prognos (augusti 2026)⁶ att svensk ekonomi fortsätter att återhämta sig, att lågkonjunkturen ebbar ut under 2027 och att kriget i Mellanöstern har haft en mindre påverkan på världsekonomin än väntat men kan ha en viss dämpande effekt på ekonomin framöver.

I Sverige var BNP-tillväxten 1,8 procent under 2025. Svensk BNP ökade överraskande mycket under andra kvartalet i år och tillväxten skrivs därför upp till

⁶ Återhämtningen har kommit långt - Konjunkturinstitutet

2,4 procent från 2 procent i prognosen från juni. För 2027 bedöms BNP-tillväxten vara 2,8 procent.

Figur 14 BNP och prognos av BNP, fasta priser



Källa: KI, kalenderkorrigerade värden

3 Terminspriser på den finansiella marknaden

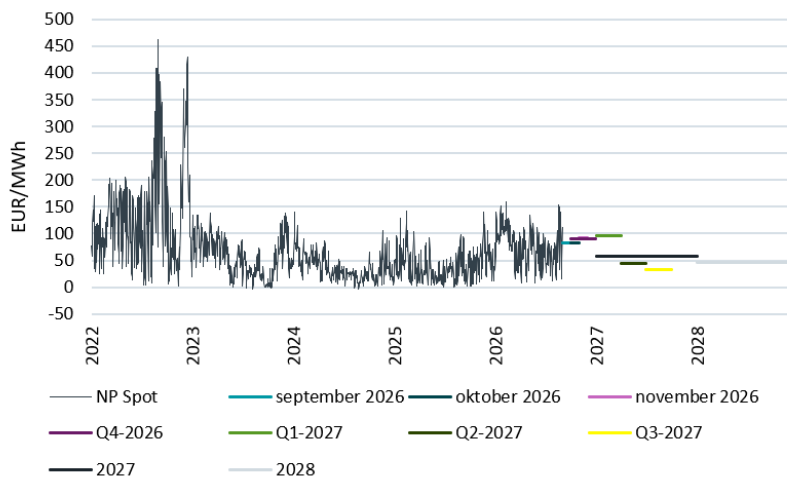
Terminspriserna ger en indikation på vad marknaden tror om framtida priser just när kontrakten handlas och kontrakten för de närmaste leveransperioderna ligger långt över nivåerna innan kriget i mellanöstern inleddes.

Förutom den fysiska handeln med el handlar många marknadsaktörer även på den finansiella marknaden för att prissäkra sin produktion eller användning. Terminspriset i Norden (systempris) för september 2026 (frontmånad) stängde på 82 EUR/MWh på augustis sista dag och priserna på årskontrakten för Norden 2027 och 2028 stängde på 57 respektive 47 EUR/MWh. I Figur 15 nedan redovisas Nord Pools systempris samt forwardpriser för olika kontrakt på Euronext.

Forwardpriser på el indikerar marknads förväntningar på framtida elpriser tidpunkten när avtalet sluts och används för prissäkring av både producenter och användare. Vid oro på marknaden ses ofta påverkan på forwardpriser och kriget i mellanöstern har höjt prisnivån när de jämförs med prisnivån innan kriget inleddes. Kriget är inte den enda anledningen till den ökade prisnivån på forwardpriserna då det även är ett underskott i den hydrologiska balansen vilket kan påverka tillgången på vatten inför kommande vinter. Läs mer om den hydrologiska balansen i kapitel 2.2.2 *Hydrologi*.

I slutet på augusti har terminerna fortsatt uppåt och sista augusti handlas exempel Q4 för 90 EUR/MWh vilket är omkring 65 procent högre än innan kriget i mellanöstern inleddes och kontraktet handlades som högst för över 94 EUR/MWh kring månadsskiftet juli/augusti. För de närmaste leveransperioderna ses fortsatt betydligt högre prisnivåer jämfört med innan kriget inleddes. Kontrakt för leveransperioder längre fram visar på mindre procentuella ökningar där tex 2028 är 13 procent högre än innan kriget inleddes.

Figur 15 Systempris (dygnsmedel) samt terminspriser för olika kontrakt, EUR/MWh



Källa: SKM Market Predictor, Forwardpriserna tagna 2026-08-31.

4 Slutkundspriser

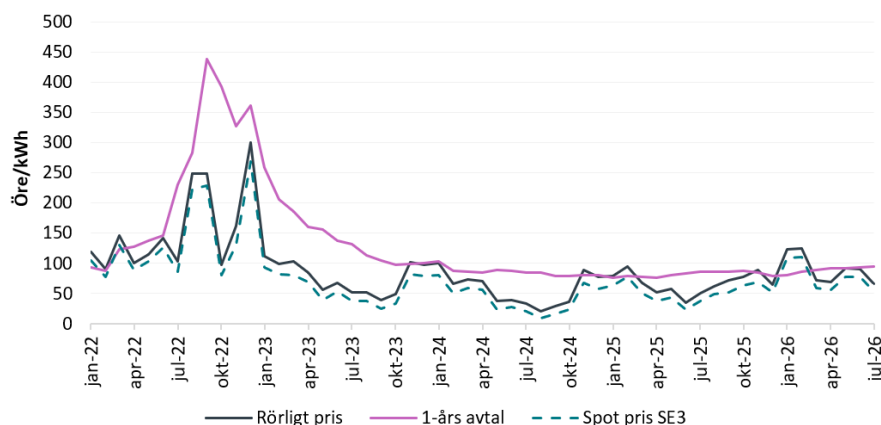
Spotpriset på Nordpool är en del av den totala kostnaden för en slutkund då det tillkommer avgifter hos elhandlaren, nätkostnad, elskatt och moms. Majoriteten av kunder har någon form av rörligt elavtal, kostnaden för elavtalet står för mellan 20–42 procent av slutkundens totala kostnad för el och skatt och moms står tillsammans för mellan 35–44 procent beroende på elområde under juli.

Slutkunders elpris följer med i de prisförändringar som sker på elmarknaden, särskilt vid kvartsprisavtal men även vid rörliga månadsavtal. Fastprisavtal kan påverkas, men på längre sikt.

De flesta elkunderna i Sverige har någon form av rörligt avtal (kvartspris eller månadspris). I juli var det 75 procent av alla kunder som hade rörligt avtal (61 procent har rörligt månadsavtal och 14 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal) och oförändrat från föregående månad. SE4 är det elområde med högsta andelen rörliga avtal med 83 procent i april (69 procent har rörligt månadsavtal och 14 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal). I SE1 är andelen som lägst med 68 procent (58 procent har rörligt månadsavtal och 10 procent har rörligt timpris- eller kvartsprisavtal).

I Figur 16 ses att spotpriset i SE3 sjönk i juli jämfört med föregående månad och att det rörliga elprisavtalet följer spotpriset neråt. Det 1-åriga elprisavtalet är stabilare över tid och under juli är kostnaden något högre för typkunden villa med elvärme i SE3 jämfört med föregående månad. Det genomsnittliga priset (exkl. elskatt, elnät och moms) var 95 öre/kWh för ett 1-års fastprisavtal och 67 öre/kWh för ett rörligt avtal för typkunden villa med elvärme i SE3. Motsvarande pris för SE4 var 114 öre/kWh för ett 1-års fastprisavtal och 99 öre/kWh för ett rörligt.

Figur 16 Elhandelspris, genomsnittligt rörligt avtal och 1-årigt fastprisavtal för kunden villa med elvärme i SE3 per månad (exkl. skatt), öre/kWh

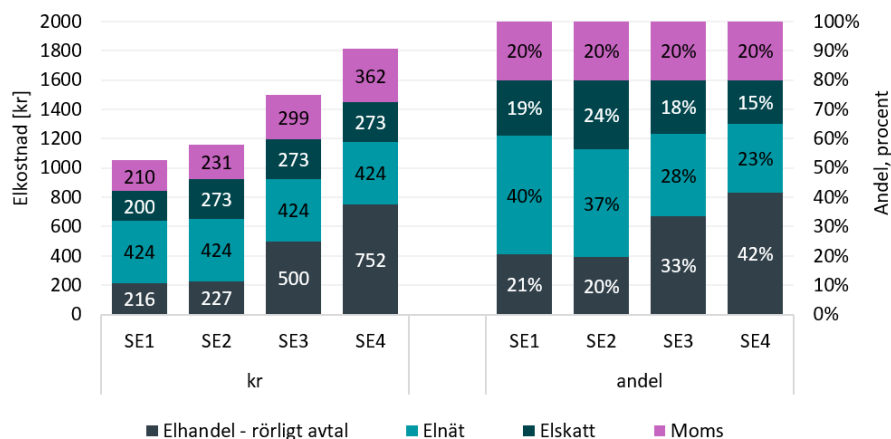


Källa: SCB, SKM Market Predictor, Nord Pool

Den totala elkostnaden för en kund består enkelt uttryckt av fyra delar, kostnaden för el, nätavgifter för transporten av el, elskatt och moms. I Figur 17 redovisas en uppskattning av den totala elkostnadens delar för typkunden villa med elvärme i respektive elområde i juli samt motsvarande procentuella fördelning. I SE1 och SE2 uppgick den totala genomsnittliga kostnaden till omkring 1 050 kr respektive 1 160 kr medan motsvarande kostnad i SE3 och SE4 låg på 1 500 kr respektive 1 810 kr.

En lägre elanvändning i juli bidrar mest till att totala kostnaden minskade för typkunden i samtliga elområden. Under månaden utgör kostnaden för elavtalet den största delen av slutkundens totala kostnad för el i södra Sverige medan det är elnätskostnaden i norra Sverige. I SE4 står kostnaden för elavtalet 42 procent och i SE2 för 20 procent av den totala kostnaden för el. Under månaden står skatt och moms tillsammans för mellan 35–44 procent av totala kostnaden beroende på elområde.

Figur 17 Totala elkostnadens olika delar för typkunden villa med elvärme med rörligt elhandelsavtal (årsförbrukning på 20 000 kWh varav 759 kWh för aktuell månad) för respektive elområde i juli 2026, kr (vänster axel) samt motsvarande procentuell fördelning, procent (höger axel).



Källa: SCB, Skatteverket, Energimyndigheten

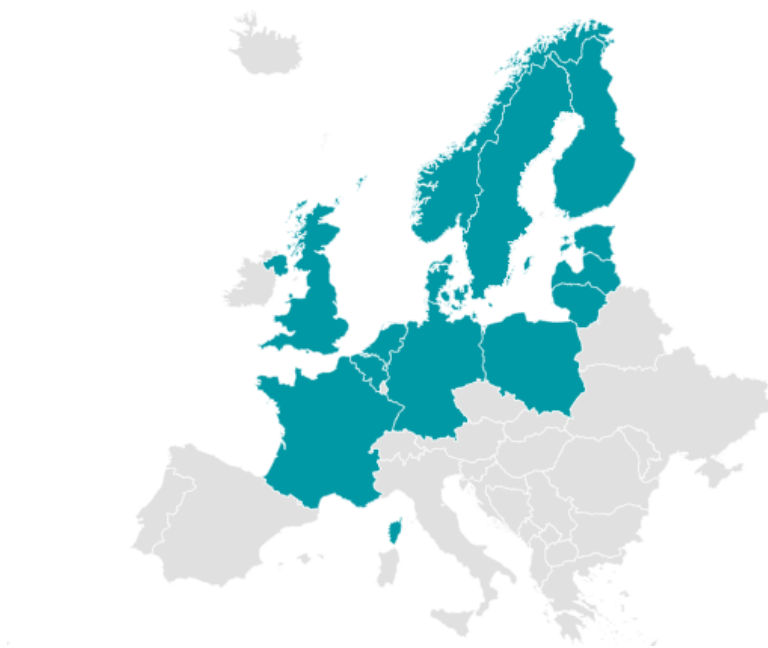
Anm: Det antagna elnätspris är samma i alla elområden, i verkligheten varierar elnätspriset geografiskt, både inom och mellan elområden. Vidare har samma förbrukning (20 000 kWh per år) och fördelning av förbrukningen över året antagits även om förbrukningen i genomsnitt är högre i SE1 jämfört med SE4. Under det senaste året har även många hushåll vidtagit åtgärder för att minska elförbrukningen vilket innebär att antagen förbrukning inte är lika representativ. För SE1 har den reducerade elskatten använts, vissa kommuner i SE2 och SE3 har också reducerad elskatt.

5 Fördjupning - Hur har elproduktionen utvecklats i länder omkring oss?

I länder runt omkring Sverige pågår en omställning från elproduktion med fossila bränslen till förnybar eller fossilfri elproduktion. Det går i olika takt men gemensamt för samtliga länder är att andelen elproduktion med fossila bränslen minskar och det förnybara ökar.

I denna fördjupning analyseras hur elproduktionens sammansättning sett ut för ett urval av europeiska länder, se Figur 18. Syftet med fördjupningen är att få en överblick över hur pass fossilberoende dessa länder är när det kommer till deras elproduktion och hur utvecklingen sett ut de senaste åren. Genom att beakta hur långtgående omställningen är och hur stora volymer vind- och solkraft som har ersatt fossila kraftslag ges också en förståelse för hur det har påverkat elmarknaden och de variabla elpriser vi ser idag.

Figur 18 Karta med markering av analyserade länder.

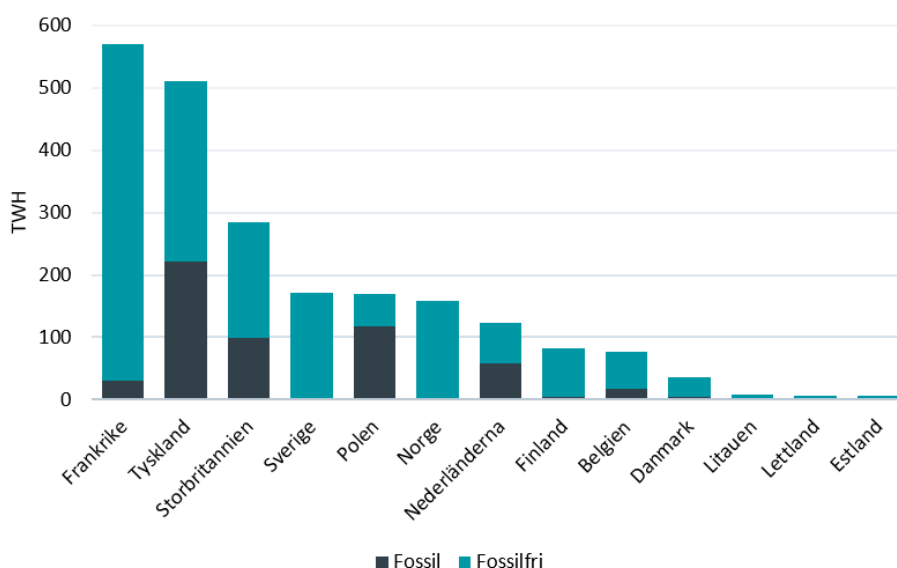


Anm: De länder som omfattas av denna analys är Sverige, Norge, Finland, Danmark, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tyskland, Frankrike, Nederländerna, Belgien, samt Storbritannien.

5.1 Mängd elproduktion i de olika länderna

När man tittar på andel fossil elproduktion är det bra att ha en uppfattning om hur storleksordningen på elproduktionen skiljer sig åt mellan länderna, vilket kan ses i Figur 19. Av jämförda länder är elproduktionen störst i Frankrike följt av Tyskland som båda producerar över 500 TWh under 2024. Den största elproduktionen med fossila bränslen sker i Tyskland följt av Polen.

Figur 19 Totala elproduktionen för jämförda länder uppdelat på fossil och fossilfri mängd 2024, TWh



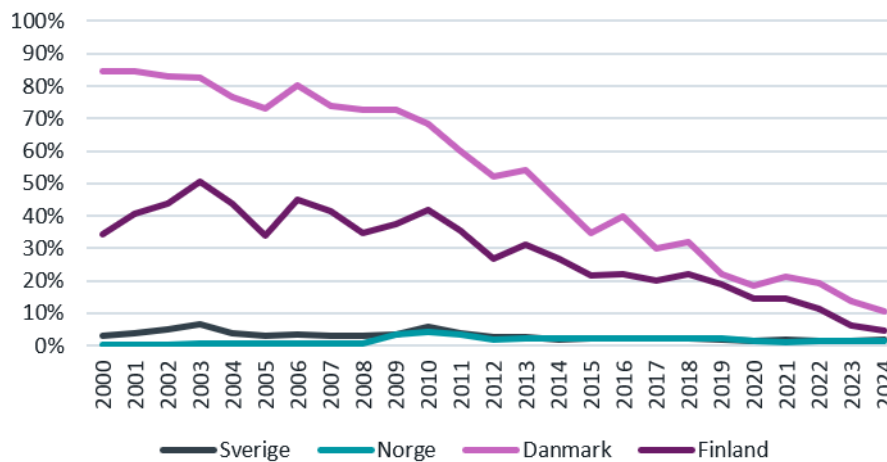
Källa: IEA

5.2 Nordisk elproduktion har låg andel fossil elproduktion

I Sverige och Norge har den fossila andelen elproduktion varit mycket låg under lång tid och därför kan inga större skillnader ses över tid, se Figur 20. Sedan 2020 har både Sverige och Norge en fossil andel som är under 2 procent. Däremot är omställningen betydligt tydligare i våra närmaste grannländer så som Finland och Danmark. Största förändringen ses i Danmark som gått från en andel fossil elproduktion på 85 procent i början på 2000-talet till 11 procent under 2024. Danmarks elproduktion blev övervägande förnybar jämfört med fossil 2014. Även Finlands fossila andel har sjunkit från 34 procent till knappt 5 procent mellan 2000 och 2024. Eftersom den totala elproduktionen är större i Sverige och Norge jämfört med Finland och Danmark så är andelen fossil el i Norden⁷ endast 3 procent 2024 motsvarande 13 TWh.

⁷ Här Sverige, Norge, Finland och Danmark (exklusive Island).

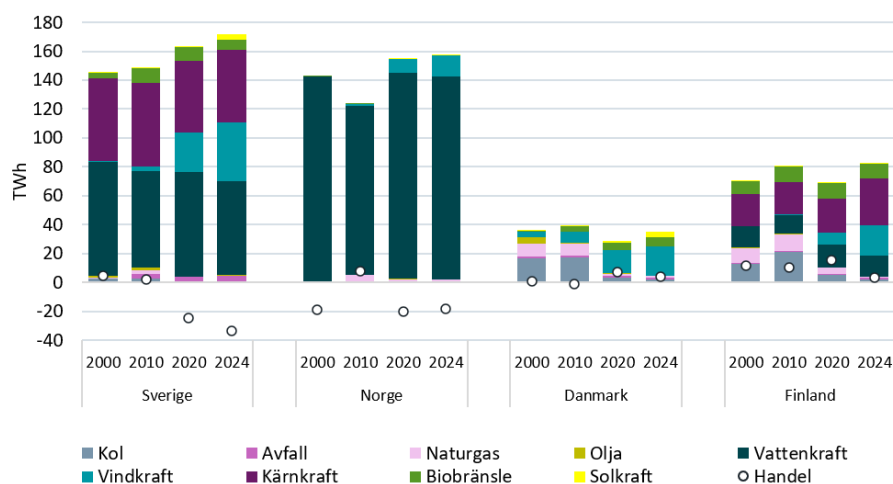
Figur 20 Andel fossil elproduktion i Sverige, Norge, Danmark och Finland, 2000–2024, procent



Källa: IEA

Mellan 2000–2024 har den totala elproduktionen i Sverige, Norge och Finland ökat med 55 TWh, medan Danmarks elproduktion är oförändrad, se Figur 21. Samtidigt har fossil elproduktion gemensamt minskat med 47 TWh trots att Norge faktisk ökat med blygsamma 2 TWh. Elproduktion från kärnkraft har ökat något trots att Sverige avvecklat fyra reaktorer eftersom det gjorts effekthöjningar under perioden tillsammans med en ny reaktor i Finland. Den största förändringen står utbyggnaden av vindkraft för och i mindre utsträckning solkraft som tillsammans ökat med 101 TWh sedan år 2000. Nettoexporten har under samma period ökat kraftigt i Sverige och i både Finland och Danmark har nettoimporten minskat.

Figur 21 Elproduktion per kraftslag/energibärare och nettohandel (nettoimport-nettoexport) i Sverige, Norge, Danmark och Finland, 2000, 2010, 2020 och 2024, TWh



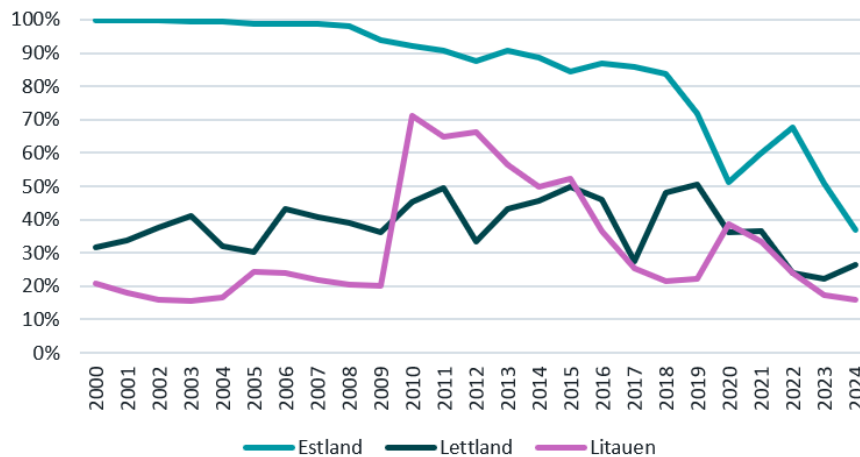
Källa: IEA

5.3 Omställningen pågår i Baltikum

Av de baltiska länderna är omställningen störst i Estland som minskat andelen fossil elproduktion kraftigt, från att ha varit 100 procent år 2000 till 37 procent 2024, vilket ses i Figur 22. Estlands elproduktion blev mer förnybar jämfört med fossil 2024. Lettlands andel har inte förändrats i någon större utsträckning men är 27 procent 2024 vilket är några procentenheter lägre än under 2000. Litauen hade endast 20 procent fossil elproduktion år 2000 men andelen ökade till över 70 procent när sista reaktorn i Ignalina stängdes i slutet av 2009. Sedan dess har en stor del av den fossila elproduktionen ersatts med förnybara kraftslag och 2024 är andelen fossilt nere på 16 procent. Elproduktion blev övervägande förnybar 2014.

Andel fossil el i Baltikum är 25 procent 2024 men då elproduktionen är relativt liten motsvarar det endast 5 TWh. Så även om Tyskland endast hade 1 procent fossilt producerad el så skulle det ändå vara mer än hela Baltikums fossila produktion 2024.

Figur 22 Andel fossil elproduktion i Estland, Lettland och Litauen, 2000–2024, procent



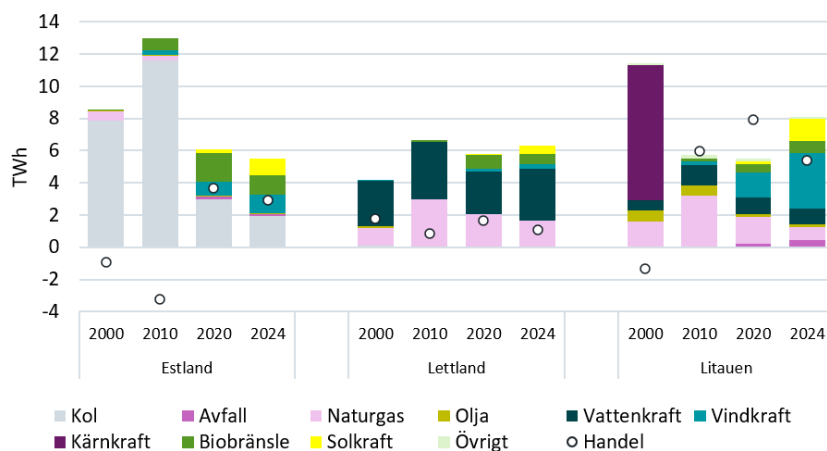
Källa: IEA

I Figur 23 ses att elproduktionen totalt sett har minskat med 4 TWh i Baltikum mellan 2000–2024. I Lettland har elproduktionen ökat något medan den minskat i övriga länder. Samtidigt har fossil elproduktion gemensamt minskat med 7 TWh trots att Lettland ökat med blygsamma 0,4 TWh.

Kärnkraft fanns tidigare endast i Litauen men sen den avvecklades så har produktionen minskat med 8 TWh. Det största tillskottet av ny elproduktion står utbyggnaden av vindkraft för och i mindre utsträckning solkraft som tillsammans ökat med 8 TWh sedan 2000.

En tidigare nettoexport i Estland och Litauen har under samma period vänt till en relativt stor nettoimport. Samtliga baltiska länder har en nettoimport under 2024.

Figur 23 Elproduktion per kraftslag/energibärare och nettohandel (nettoimport-nettoexport) i Estland, Lettland och Litauen, 2000, 2010, 2020 och 2024, TWh



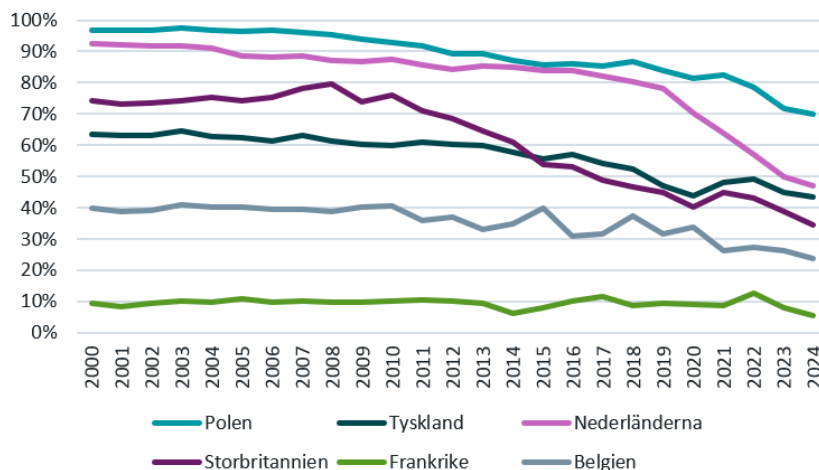
Källa: IEA

5.4 Stor omställning i flera länder i Nordeuropa

Polen har den högsta andelen fossil elproduktion av undersökta länder men har ändå minskat från nära 100 procent fossilt till strax under 70 procent 2024. Nederländerna har minskat andelen fossilt med 45 procentenheter ner till 47 procent 2024 vilket också var första året elproduktion var övervägande fossilfri. Tysklands andel har minskat till 43 procent 2024 och elproduktionen blev övervägande fossilfri 2019.

Det har också skett en stor förändring i Storbritannien där den fossila elproduktionen nu utgör 35 procent. Storbritanniens elproduktion blev övervägande fossilfri 2017. Belgiens andel fossila elproduktion var som mest omkring 40 procent och har sedan dess minskat till 24 procent. Frankrike har länge haft en låg andel fossil elproduktion som har minskat ytterligare till 5 procent 2024.

Figur 24 Andel fossil elproduktion i Polen, Tyskland, Nederländerna, Storbritannien och Frankrike, 2000–2024, procent



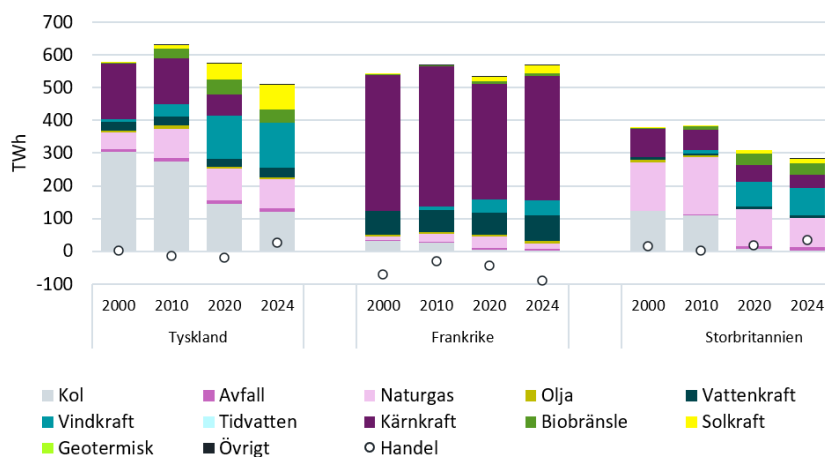
Källa: IEA

Mellan 2000–2024 har elproduktionen minskat kraftigt i Storbritannien och Tyskland men ökat något i Frankrike, se Figur 25. Den största minskning av fossil elproduktion ses i Storbritannien som minskat med hela 181 TWh följt av Tyskland som minskat med 144 TWh.

El från kärnkraft har minskat med 170 TWh i Tyskland som avvecklat all kärnkraft där den sista reaktorn stängdes under 2024. Minskad kärnkraft ses också i Frankrike och Storbritannien även om båda länderna också satsar på ny kärnkraft.

Nedlagd elproduktion har till största delen ersatts med vindkraft och i mindre utsträckning solkraft. Vind- och solkraft har ökat i särklass mest i Tyskland där ökningen är 204 TWh mellan 2000–2024. I Storbritannien är ökningen ungefär hälften så stor med 97 TWh och 71 TWh i Frankrike. I Tyskland och Storbritannien har nettoimporten ökat under perioden medan Frankrike ökat sin nettoexport som under 2024 är hela 90 TWh.

Figur 25 Elproduktion per kraftslag/energibärare och nettohandel (nettoimport-nettoexport) i Tyskland, Frankrike och Storbritannien, 2000, 2010, 2020 och 2024, TWh



Källa: IEA

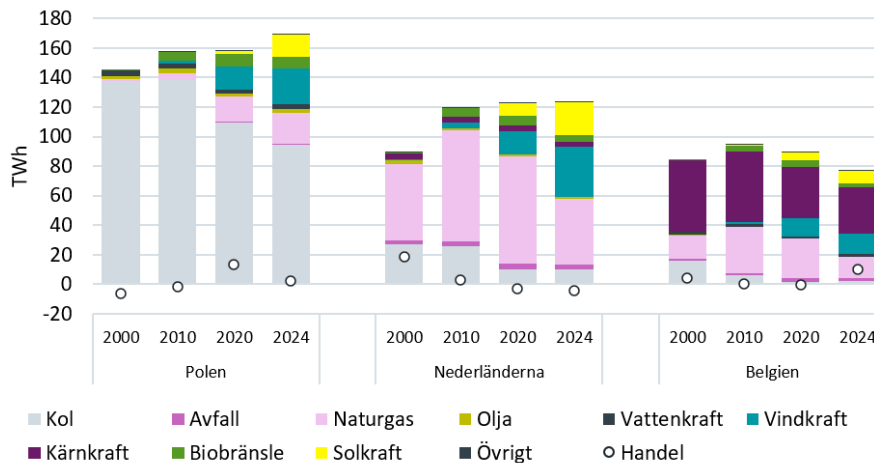
I Figur 26 ses att elproduktionen har ökat i Polen och Nederländerna mellan 2000–2024 medan en liten minskning ses i Belgien. Den största minskning av fossil elproduktion har skett i Nederländerna som minskat med 25 TWh följt av Polen som minskat med 22 TWh och Belgien med 15 TWh.

El från kärnkraft har minskat med 17 TWh i Belgien som hade planerat att avvecklat all kärnkraft och avvecklade några reaktorer innan landet gjorde en kursändring. Efter att Ryssland invaderade Ukraina beslöt man att stoppa planerade nedläggningar och i stället driva kvarvarande reaktorer vidare.

Nedlagd elproduktion har likt övriga länder till största delen ersatts med vindkraft och i mindre utsträckning solkraft. Vind- och solkraft har ökat med 54 TWh i Nederländerna mellan 2000–2024. I Polen är ökningen 40 TWh och i Belgien drygt hälften så stor med 22 TWh.

I Belgien har nettoimporten ökat under perioden medan det i Polen har vänt från en nettoexport till en nettoimport. Nederländerna har i stället vänt en tidigare nettoimport till en nettoexport under samma period.

Figur 26 Elproduktion per kraftslag/energibärare och nettohandel i Polen, Nederländerna och Belgien, 2000, 2010, 2020 och 2024, TWh

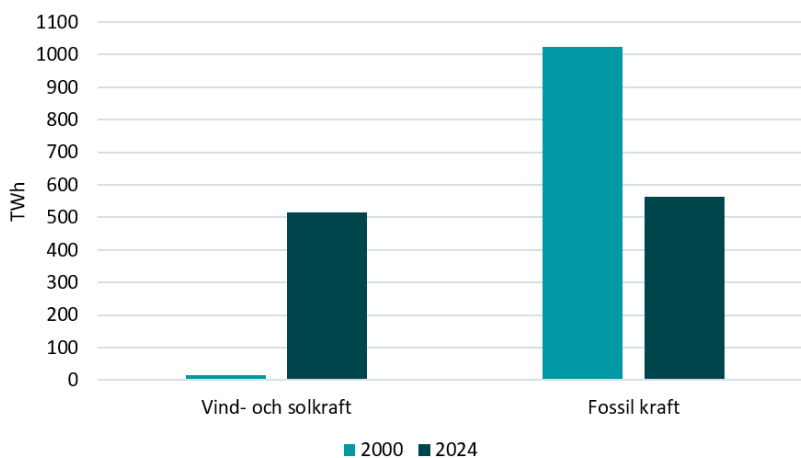


Källa: IEA

5.5 Stora volymer har tillkommit och lagts ner

Om förändringarna summeras för de länder som har redovisats ovan, dvs i Sverige, Norge, Finland, Danmark, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Tyskland, Frankrike, Nederländerna, Belgien och Storbritannien så blir volymerna stora. Sedan år 2000 har produktionen av el med vind- och solkraft ökat med 500 TWh samtidigt som fossil elproduktion minskat med 462 TWh.

Figur 27 Skillnaden i volymer av vind- och solkraft respektive fossil kraft mellan 2000 och 2024 vind i de undersökta länderna



Källa: IEA