Juni 2025

Forsyningstilsynet

Volatile elpriser og fælles europæiske markedsinitiativer

Forsyningstilsynets markedsovervågning

Forsyningstilsynet
Torvegade 10
3300 Frederiksværk

Tlf. 41 71 54 00
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Nøgletal

Mere sol og vind

I 2024 udgjorde vind og sol 70 pct. af den samlede danske elproduktion.

Andelen af sol og vind er **steget med 17,9 pct. point** sammenlignet med 2017.

Lavere elpriser

De danske **elpriser er i 2024 faldet med 18,6 pct. og 12,8 pct.** for budområderne DK1 og DK2 i forhold til 2023. De endte i 2024 med **et årligt gennemsnit på hhv. 70,6 og 70,9 EUR/MWh.**

Det er **de laveste årlige priser** for de to budområder siden 2020.

Stigende volatilitet

Forskellen mellem **dagens højeste og laveste pris var i snit hhv. 99,8 og 104 EUR/MWh** for DK1 og DK2 i 2024.

Det er omkring **fire gange niveauet fra før energikrisen** (2017-2020).

Resumé

Stigende mængder vind- og solenergi og højere omkostninger til gas efter energikrisen har de seneste år skabt betydeligt større både daglige og sæsonmæssige prisudsving på engrosmarkederne for elektricitet.

Sol og vind udgjorde i 2024 70 pct. af den samlede danske elproduktion, hvilket er en stigning i andelen på 17,9 pct. point siden 2017. Prisudsvingene var i 2024 hhv. 99,8 og 104 EUR/MWh for budområderne DK1 og DK2, hvilket er fire gange niveauet fra før energikrisen (2017-2020).

Prisudsving er i sig selv ikke et problem. De kan tværtimod ses som et udtryk for et velfungerende marked, der formår at tilpasse priserne efter vind- og solenergiens produktionsmønstre i forhold til elnettes fysiske begrænsninger. De rigelige mængder vind- og solenergi kan samtidig have medvirket til, at priserne på det danske engrosmarked for el i 2024 var på sit laveste årlige niveau siden 2020. Engrosprisen for året var i gennemsnit på 70,6 EUR/MWh for budområde DK1 og 70,9 EUR/MWh for budområde DK2.

En væsentlig udfordring ved de mere fluktuerende produktionsmønstre er derimod en øget risiko for flaskehalse, hvor større mængder strøm fra områder med overskud ikke kan transporteres tilstrækkeligt effektivt til områder med underskud af el.

EU har de senere år vedtaget en række initiativer, som skal styrke den fælles europæiske markedsstruktur. Initiativerne kan samtidig bidrage til at imødegå udfordringer med bl.a. flaskehalse, samtidig med at de kan tage toppen af de store prisudsving.

Et af disse initiativer har til formål at øge granuleringen på markedet ved at ændre markedsclearingen fra timebaserede intervaller til 15-minutters intervaller i intraday- og day-ahead-markederne. Med denne ændring vil forbrugerne få flere prissignaler, hvilket gør det muligt for dem at tilpasse deres forbrug mere præcist i forhold til udbuddet af elektricitet.

Et andet vigtigt initiativ til forbedring af elmarkedet er en optimeret beregningsmetode af kapaciteten i nettet, kaldet ”flow-based kapacitetsberegning”. Med denne metode kan de nordiske systemansvarlige virksomheder (i Danmark Energinet) i højere grad udnytte den eksisterende kapacitet i elnettet.

I denne markedsovervågningsrapport beskriver Forsyningstilsynet sammenhængen mellem den voksende tendens til mere fluktuerende produktionsmønstre og den stigende prisvolatilitet på engrosmarkederne for elektricitet. Rapporten giver herefter et overblik over nogle af EU’s vigtigste tiltag til styrkelse af den europæiske markedsstruktur og en aktuel status på deres implementering i Danmark.

Kraftig vækst i andelen af VE i Danmark

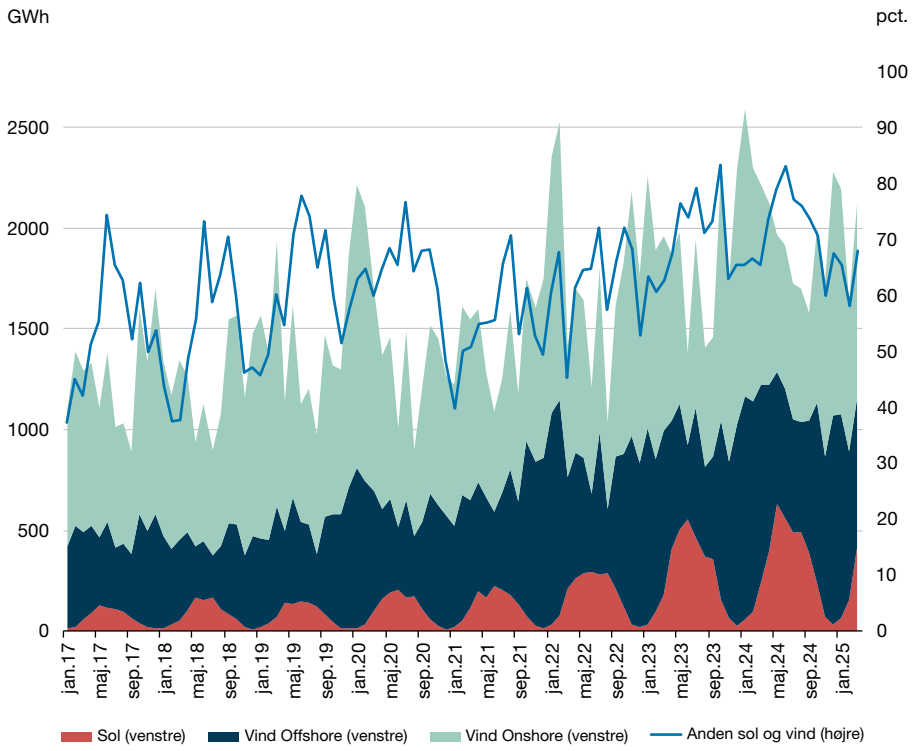
Andelen af vedvarende energi (VE) har været i kraftig vækst de seneste år, jf. figur 1. I 2024 udgjorde sol og vind i gennemsnit 70 pct. af den samlede elproduktion i Danmark. Det er en stigning på 17,9 pct. point siden 2017, hvoraf vindenergi bidrog med 9,8 pct. point og solenergi med de resterende 8,1 pct. point.

En solrig marts måned i 2025 betød, at solenergi bidrog med 13,1 pct. af elproduktionen i Danmark. Det var en stigning på 87,1 pct. sammenlignet med marts 2024, hvor andelen af solenergi var 7 pct. I 2024 voksede den samlede elproduktion fra sol i Europa med 22 pct. sammenlignet med 2023.*

Den stigende elproduktion fra sol og vind har reduceret afhængigheden af fossile brændsler. I 2024 faldt kulforbruget med 31 pct. sammenlignet med året før. I løbet af 2024 blev kul udfaset som brændsel på både Fynsværket og Esbjergværket, og Nordjyllandsværket er nu det eneste kraftværk, der stadig anvender kul som hovedbrændsel til el- og fjernvarmeproduktionen.**

Antallet af kulkraftværker er også faldet i resten af Europa, hvilket har reduceret konkurrencen blandt konventionelle kraftværker. Det øger prisfølsomheden over for ændringer i gasprisen, da muligheden for at skifte mellem gas og kul er blevet mere begrænset***

Figur 1: Sol- og vindproduktion i Danmark, 2017-2025 Q1 (GWh og andel af samlet elproduktion)



Kilde: Beregninger baseret på data fra ENTSO-E

* EMBER: EER_2025_20012025
** Energistyrelsen: Forbruget af kul fortsætter med at falde drastisk
*** ACER: Key developments in European electricity and gas markets - 2025 ACER Monitoring Report

Mere VE giver mere volatile priser

Den høje andel af elproduktion fra sol og vind skaber store daglige samt sæsonmæssige prisudsving. Den daglige prisspredning viser forskellen mellem dagens højeste og laveste priser. En høj prisspredning er en indikator på øget prisvolatilitet jf. figur 2.

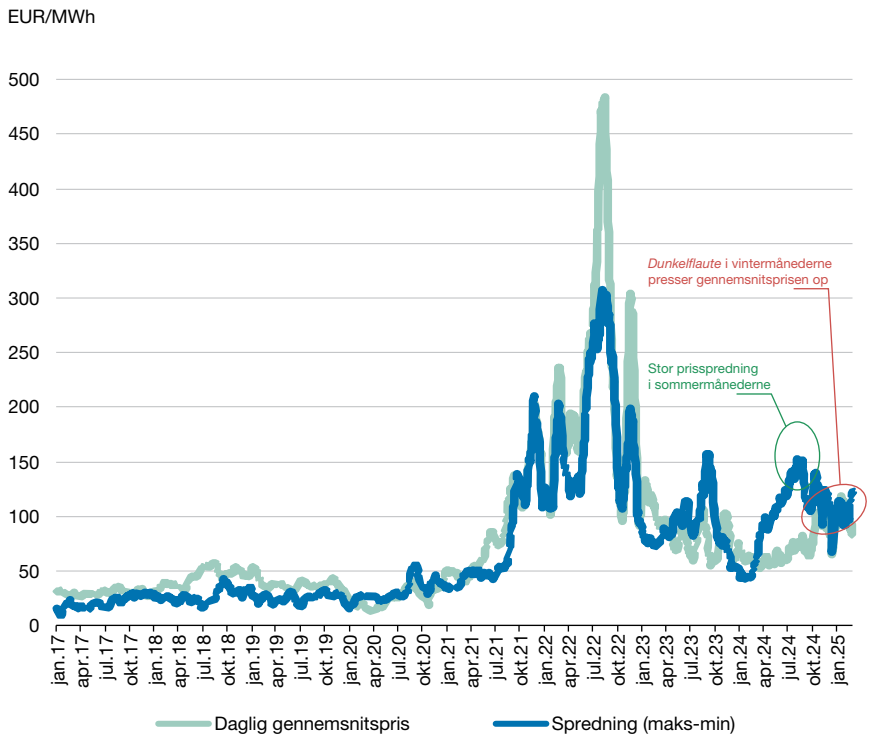
I 2024 havde prisspredningen en gennemsnitsværdi på hhv. 99,8 EUR/MWh i DK1 og 104 EUR/MWh i DK2. Den gennemsnitlige prisspredning mellem 2017 og 2020 var blot 26,4 EUR/MWh i DK1.

Prisspændet er dog under niveauet fra det ekstraordinære år 2022, hvor energikrisen var på sit højeste. Dette skyldes de ekstraordinært høje omkostninger forbundet med elproduktion fra gas samt en faldende produktion fra kernekraft i sommermånederne i Frankrig.

Prisspredningen i 2024 var særlig høj i sommermånederne, jf. figur 2. Dette skyldes en høj solproduktion i dagstimerne. I august 2024 var gennemsnitsprisen i DK1 lavest kl. 13 med 19,3 EUR/MWh og højest kl. 20 med 151,5 EUR/MWh – en forskel på 132,3 EUR/MWh. Til sammenligning var prisen i februar lavest kl. 03 og højest kl. 18 – med en forskel på 35,3 EUR/MWh. Den høje solproduktion i sommermånederne har dermed en markant påvirkning på prisspredningen.

I første kvartal (Q1) 2025 har den daglige prisspredning i snit været 106,6 og 114 EUR/MWh for hhv. DK1 og DK2. Sammenlignet med Q1 2024 er det omkring en fordobling for begge de danske budzoner.

Figur 2: Spredning mellem de daglige maksimums- og minimumspriser og daglig gennemsnitspris på engrosmarkedet for el i DK1, 2017- 2025 Q1 (EUR/MWh)



Anm.: Figuren viser den daglige prisspredning, som illustrerer forskellen mellem dagens maksimum- og minimums day-ahead pris. Prisspredningen og gennemsnitsprisen illustreres ved brug af 30-dages glidende gennemsnit.

Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet

Få men markante prishændelser

Den høje andel af vind og sol betyder, at perioder med lav produktion kan medvirke til ekstra høje priser. Det sker forholdsvis sjældent, men når det sker, har hændelserne været forholdsvis markante.

De to mest markante prishændelser, som måske ligefrem kan betegnes som ekstreme, fandt sted i 2024. Episoderne faldt ind under, hvad der kan beskrives som en *Dunkelflaute*, der generelt betegner de forholdsvis sjældne perioder især om vinteren, hvor der både er meget lidt sol og vind. Samtidig er vinteren også den periode på året, hvor elforbruget er højest.

Den mest ekstreme prishændelse fandt sted den 12. december 2024 kl. 17, hvor hele Danmarks bidrag fra sol- og vindenergi udgjorde bare 2,7 pct. af den samlede elproduktion. Priserne i den time for begge de to danske budområder røg op i cirka 936,3 EUR/MWh.

I Tyskland opstod der yderligere pres på markedet den 12. december, da man på grund af et teknisk nedbrud manglede 11 GW fossil kapacitet og derfor måtte importere elektricitet.*

Under denne *Dunkelflaute* i anden uge af december 2024 kom intraday- og ubalancepriserne også op på et ekstremet niveau – og ofte højere end på day-ahead markedet, jf. figur 4. For ugen var hhv. den vægtede intradaypris, ubalanceprisen og day-ahead prisen over 400 EUR/MWh 14,9 pct., 11,9 pct. og 8,9 pct. af timerne i DK1.

Den 20. januar var dagen med de højeste priser i Q1 2025. Klokken 17.00 var timeprisen for begge de danske budområder 583,4 EUR/MWh. I dette tilfælde stammede 10,1 pct. af hele Danmarks elproduktion i den time fra sol og vind.

I tilfælde af lav produktion fra vind og sol skal produktionsenheder med de højeste marginalomkostninger aktiveres, hvilket hæver markedsprisen.

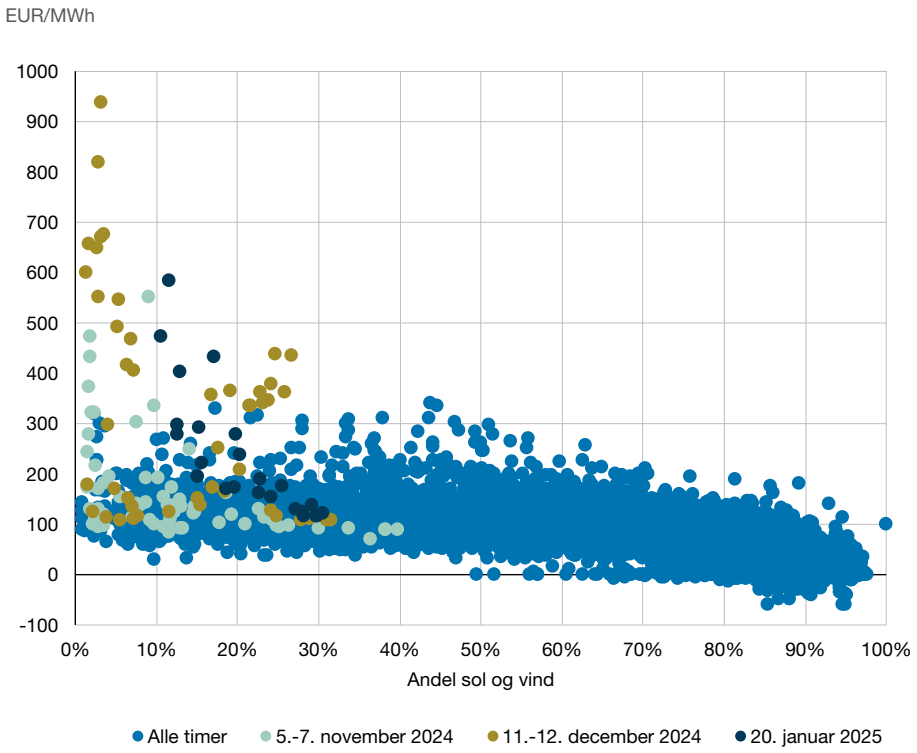
Større mængder vind- og solenergi vil øge usikkerheden omkring den faktiske elproduktion, da disse kilder er mere volatile og sværere at forudsige præcist. Dette kan medføre prisudsving på både intraday-markedet og ubalancepriserne, som det var tilfældet i anden uge af december.

I 2024 og Q1 2025 var kun 1,5 pct. og 1,8 pct. af timerne hhv. i DK1 og DK2 over 200 EUR/MWh på day-ahead markedet. Disse markante prishændelser er således relativt sjældne.

* ACER: Key developments in European electricity and gas markets - 2025 ACER Monitoring Report

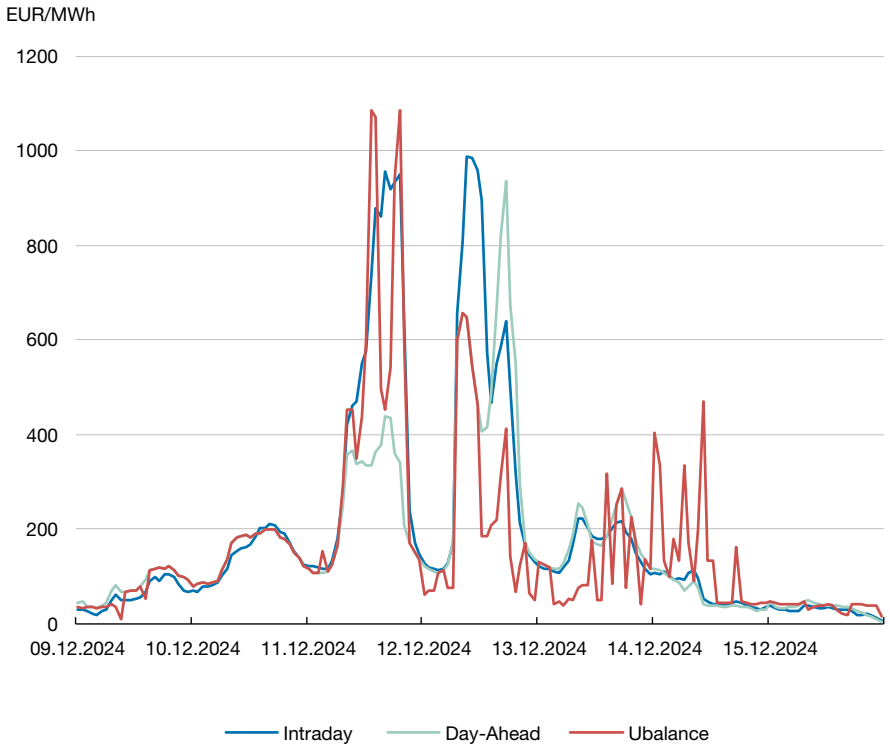
Få men markante prishændelser

Figur 3: Sammenhængen mellem andelen af el produceret fra sol og vind og day-ahead priser på timebasis for DK1, 2024-2025 Q1 (procent og EUR/MWh)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet og ENTSO-E

Figur 4: Udviklingen i den vægtede kontinuerlige Intradaypris, Day-Ahead prisen og ubalanceprisen for DK1, uge 50 2024 (EUR/MWh)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet, EPEX SPOT og eSett

Højere omkostninger til gas er med til at skabe volatile priser

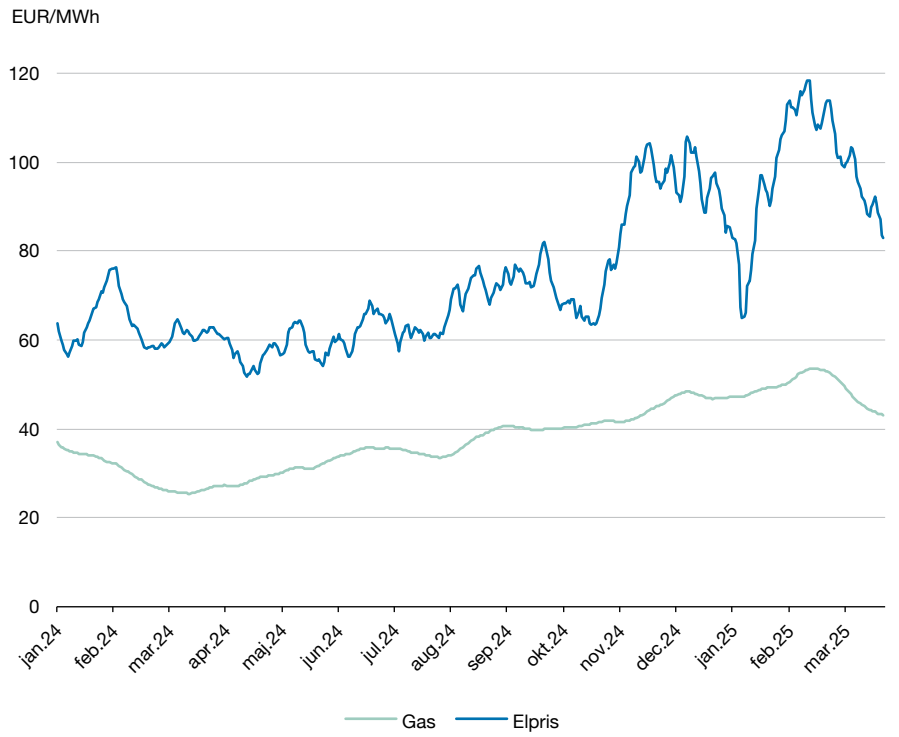
Højere omkostninger til gas efter energikrisen i de senere år har også været med til at præge markedet for højere prisvolatilitet.

Andelen af gas i den danske elproduktion har været faldende i perioden 2021 til 2024, jf. figur 6. I 2024 udgjorde gas kun 5,4 pct. af den samlede elproduktion, hvilket svarer til et fald på 2,7 procentpoint sammenlignet med 2021. Denne udvikling afspejler en øget integration af vedvarende energikilder som vind og sol, hvilket har reduceret afhængigheden af gas.

De danske ETF-gaspriser begyndte i 2024 på 32,4 EUR/MWh og steg til 49,2 EUR/MWh ved årets udgang, jf. figur 5. Denne prisstigning førte til højere elpriser i slutningen af året, særligt i perioder med lav produktion fra vind og sol, hvor gas dermed udgjorde en større andel af elproduktionen.

I 2024 lå elpriserne over gasmarginalen i henholdsvis 20 pct. og 21,1 pct. af årets timer. Siden 2022 er der observeret et markant fald i korrelationen mellem elpriser og gasmarginalen. I DK1 var korrelationen 0,83 i 2022, faldende til 0,41 i 2023 og yderligere til 0,32 i 2024.

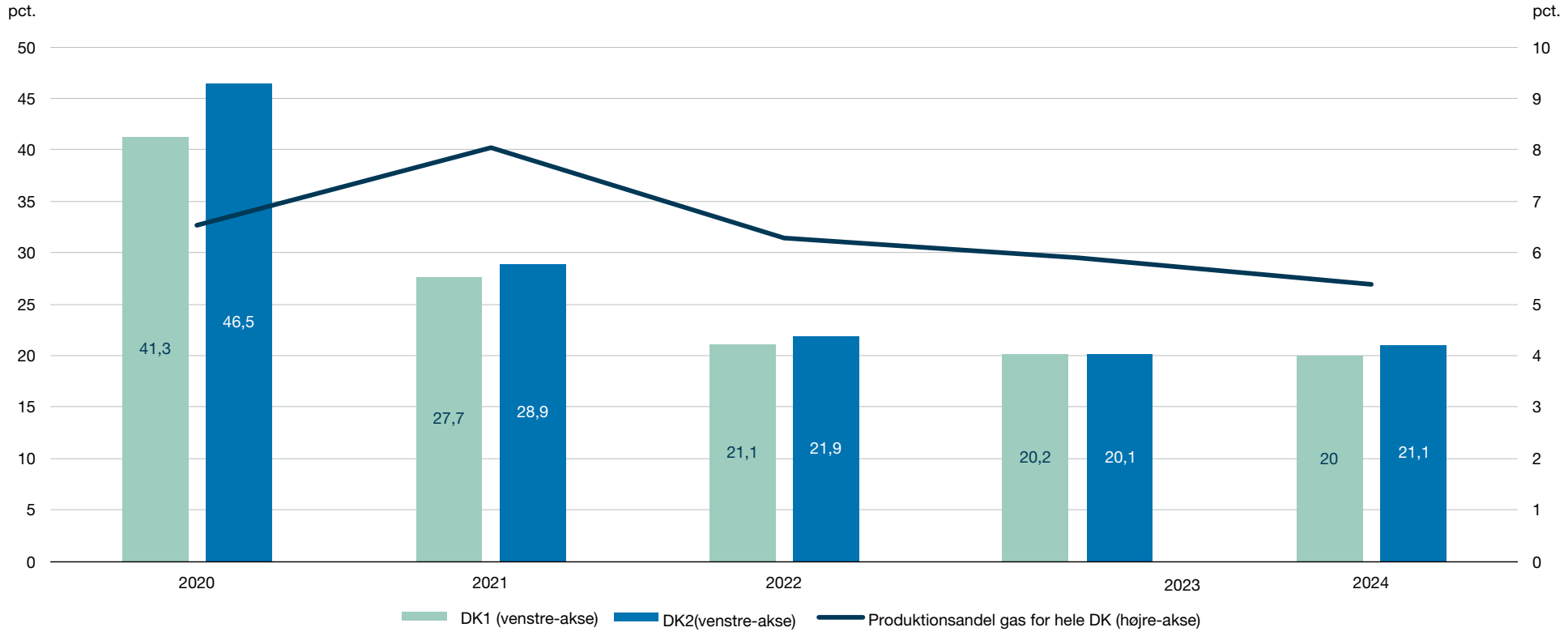
Figur 5: Udviklingen i den danske gaspris (EGSI ETF pris for day-ahead) og den daglige gennemsnitspris på day-ahead markedet for el for DK1, 2024-2025 Q1 (EUR/MWh)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet, EEX og PEGAS.
Anm. Prisudviklingen er illustreret ved brug af et 30-dages glidende gennemsnit.

Højere omkostninger til gas er med til at skabe volatile priser

Figur 6: Andel af timer, hvor day-ahead elprisen er højere end gasmarginalen (omkostningerne ved at producere el fra gas), 2020-2024 (procent)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet, Trading Economics, EEX og PEGAS

Anm.: Gasmarginalen er udregnet med den danske vægtede daglige gaspris (EGSI ETF pris for day-ahead) og med den europæiske gennemsnitlige månedspris på CO2-kvoter. Gasmarginalen er sammenlignet med day-ahead timeprisen for henholdsvis DK1 og DK2

Antallet af timer med negative priser er stigende

Negative elpriser opstår, når udbuddet af billig strøm overstiger efterspørgslen. Det får elprisen til at falde til under nul. Dette sker typisk i timer med høj produktion fra sol og vind, hvor efterspørgslen ikke kan følge med.

Derudover kan negative priser skyldes, at nogle producenter har indgået fastpriskontrakter, at visse anlæg ikke kan stoppes hurtigt eller billigt, samt at producenter kan få økonomiske incitamenter som grønne certifikater – hvilket gør det fordelagtigt at fortsætte produktionen, selv ved negative priser.*

I 2024 var der rekordmange danske timer med negative priser (650), fordelt på hhv. 375 og 275 timer i DK1 og DK2. Dette er en stigning på henholdsvis 33,5 pct. for DK1 og 19 pct. for DK2 i forhold til 2023. Antallet af negative timer var klart størst i sommermånederne, jf. figur 7.

I 2024 var der et større antal timer, hvor prisen var helt i bund. Der var således 973 timer med priser under 1 EUR/MWh og 1497 timer med priser under 5 EUR/MWh.

I Q1 2025 var der først i marts timer med negative priser. Der var i alt 46 timer fordelt på hhv. 29 og 17 timer i DK1 og DK2.

Antallet af timer med negative priser har været en voksende tendens på tværs af europæiske budområder. I 2024 var der sammenlagt i Europa 4838 timer med negative priser. Dette er næsten en fordobling set ift. 2023 (2442) og cirka 20 gange niveauet fra 2022 (240).

Finland var det budområde med flest timer med negative priser. Landet havde sammenlagt 721 timer med negative priser. Sverige og Finland havde i perioder mange negative priser grundet stor produktion fra både vedvarende energi og atomkraft.

Vores andre nabolande Nederlandene (457) og Tyskland (450) havde også et betydeligt antal timer med negative priser. Det skyldes en stor stigning i solkapaciteten i landene.**

Negative priser i 2024 opstod oftest i dagtimerne, når produktionen fra sol og vind var på sit højeste. Der var også en tendens til, at negative priser opstod om natten, hvor elforbruget er på sit laveste, jf. figur 8.

I tidsrummet mellem kl. 10 og 17 var der i 2024 i alt 540 timer med negative priser, hvilket udgjorde 83,1 pct. af det samlede antal timer med negative priser. I Q1 2025 var antallet af timer med negative priser i dette tidsrum i alt 44 timer, hvilket udgjorde 95,7 pct. af det samlede antal timer med negative priser.

Til sammenligning var der i 2023 i samme tidsrum 266 timer med negative priser, hvilket udgjorde 52 pct. af det samlede antal timer med negative priser. Sammenlignet med perioden 2017 til 2022 var der i tidsrummet i snit 56 timer med negative priser, hvilket udgjorde 37,5 pct. af det gennemsnitlige samlede antal timer med negative priser i perioden.

Denne stigning hænger sammen med, at elproduktionen i højere grad afhænger af sol og vind, hvilket giver overskud af elektricitet i dagtimerne, hvor produktionen er på sit højeste.

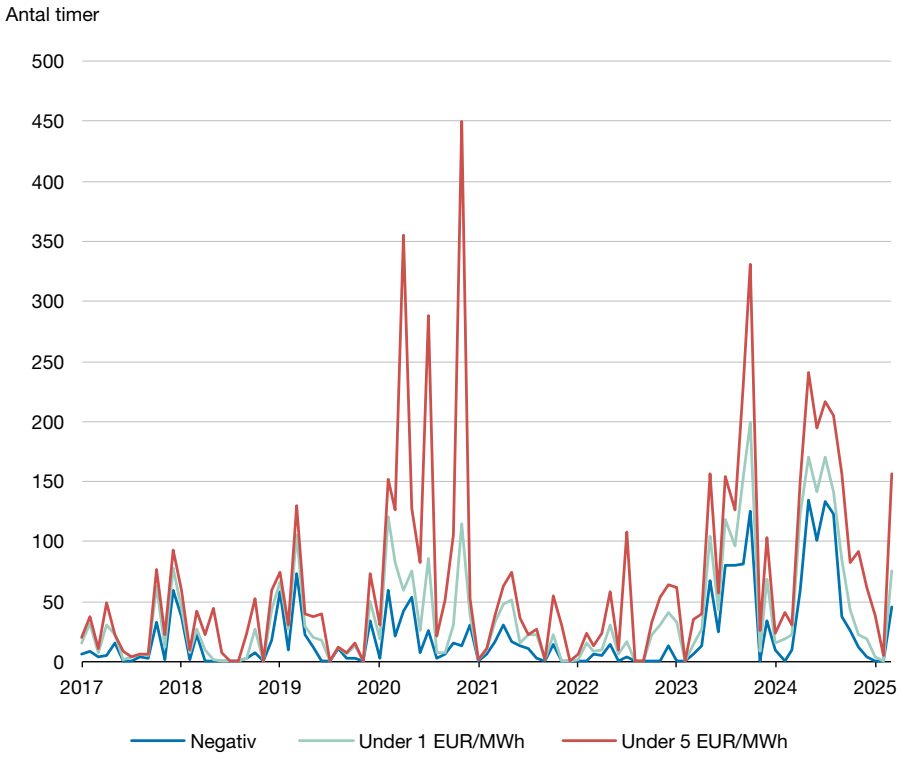
I 2024 var der i 108 dage ud af årets 366 dage negative priser kl. 14. Sammenlignet med 2023 er dette en fordobling.

* Green Power Denmark: 4 skarpe: Derfor opstår negative priser

** Montel 2024 European Electricity Market Summary

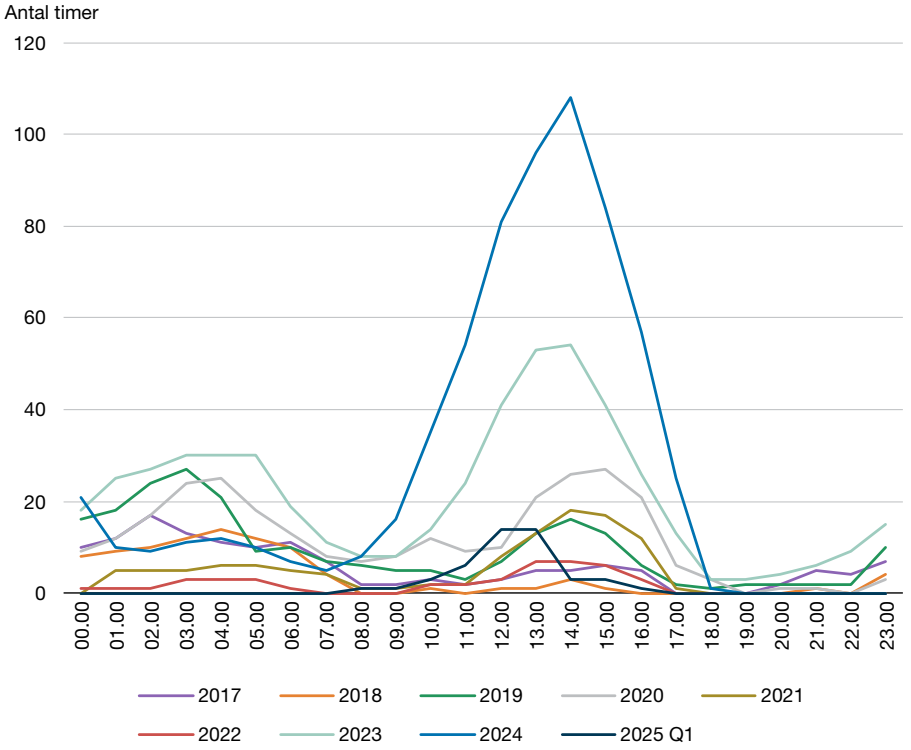
Antallet af timer med negative priser er stigende

Figur 7: Antallet af timer med lave priser for hele Danmark, 2017 – 2025 Q1 (antal timer)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet

Figur 8: Antallet af timer med negative priser for hele Danmark fordelt på tid, 2017-2025 Q1 (antal timer)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet

Faldende price capture rates fra solproduktion

Price Capture Rate (PCR) er et udtryk for, hvor stor en andel af den gennemsnitlige markedspris en elproducent faktisk får betalt for sin strøm.

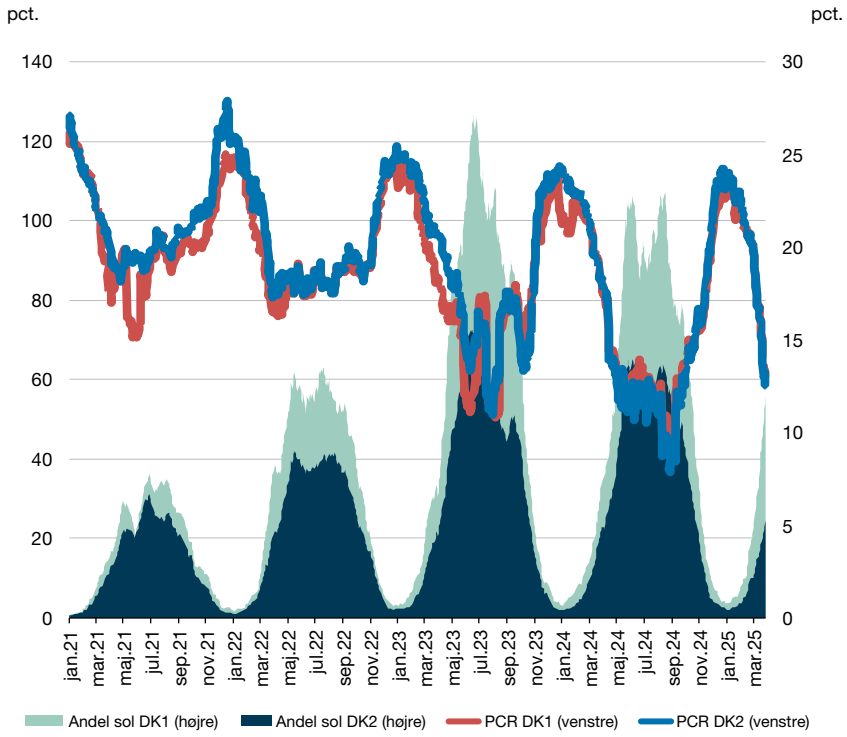
Faldende PCR kan have en negative påvirkning på indtægterne for sol- og vindproduktion. Dette kan gøre sol- og vindprojekter mindre attraktive i forhold til andre investeringsmuligheder.

Den gennemsnitlige daglige PCR for solproduktion har været faldende i perioden 2021 til 2024, jf. figur 9. Dette skyldes, at hvert nyt solcelleanlæg bidrager til en større samlet elproduktion fra sol, hvilket medfører lavere elpriser i de timer, hvor solen skinner. Da en stadig større andel af det samlede elforbrug dækkes af solenergi, reduceres den økonomiske værdi af solproduktion i disse timer. Samtidig betyder øget udbygning af solenergi i resten af Europa, at prispresset forstærkes yderligere. I 2024 var der en gennemsnitlig PCR på 76 pct. og 75,2 pct. i hhv. DK1 og DK2. Dette er et fald på hhv. 6,9 og 12,5 pct. point sammenlignet med 2023.

I 2024 markerede august måneden med den mindste PCR på hhv. 47,6 pct. og 41,7 pct. i DK1 og DK2. Dette betyder, at elproducenter kun opnåede denne andel af den gennemsnitlige markedspris. Dette skyldes, at deres produktion hovedsagligt fandt sted, når prisen var lav.

PCR har i DK1 været højere end DK2 i sommermånederne på trods af, at solproduktionen udgør en større andel af det samlede forbrug i DK1. Dette skyldes til dels, at DK1 er bedre koblet til naboområder gennem transmissionsforbindelser til Tyskland, Nederlandene, Norge, Sverige og Storbritannien, hvilket har gjort det nemmere at få afsat produktionen.

Figur 9: Price capture rate samt produktionens andel af bruttoforbruget for DK1 og DK2, 2021-2025 Q1 (procent)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet

Anm. PCR og solproduktions andel illustreres ved brug af 30-dages glidende gennemsnit.

Øget priskonvergens mellem DK1 og DK2 i 2024

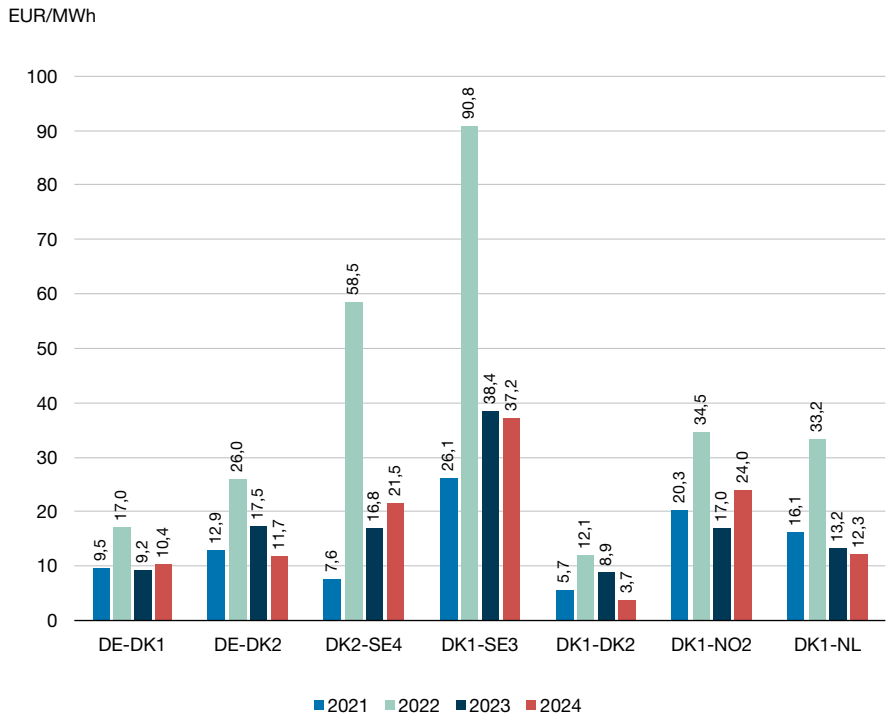
Transmissionskapacitet til andre budområder spiller en central rolle for det fælles europæiske elmarked. Tilstrækkelig transmissionskapacitet muliggør overførsel af vedvarende energi fra produktionsområder til forbrugscentre, hvilket reducerer risikoen for produktionsstop *(curtailment)* og prisvolatilitet.

Danmark har transmissionsforbindelser til seks nabobudområder. De er Sverige (SE3 og SE4), Norge (NO2), Tyskland (DE), Nederlandene (NL) og Storbritannien (GB). GB er ikke en del af den fælleseuropæiske day-ahead markedskobling, kendt som SDAC. Derudover er der Storebæltsforbindelsen mellem DK1 (Vestdanmark) og DK2 (Østdanmark).

I 2024 var der øget priskonvergens mellem DK1 og DK2. Den gennemsnitlige årlige prisspredning i 2024 var 3,7 EUR/MWh, hvilket var et fald på 58,4 pct. fra 2023. Dette skyldes, at nettoeksporten mellem DK2 og DE er steget med 32,8 pct. fra 2023 til 2024. Stigningen i nettoeksporten kan tilskrives en markant stigning i kapaciteten, hvilket skyldes færdiggørelsen af reparationerne på Kontek-forbindelsen mellem DK2 og DE. Kapaciteten på forbindelsen i eksportretningen steg fra et gennemsnit på 52,3 pct. i 2023 til 79 pct. i 2024. I importretningen steg kapaciteten fra 60,3 pct. til 86,2 pct.

Danmark er velforbundet til Tyskland. For begge danske budområder gælder det, at Tyskland er det internationale nabobudområde, hvor prisspredningen var lavest i 2024 jf. figur 10. Mellem DK1 og DE var den 10,4 EUR/MWh, og mellem DK2 og DE var den 11,7 EUR/MWh. De danske priser er derfor følsomme over for stigninger i gasprisen, da elproduktionen i Kontinentaleuropa i højere grad afhænger af gas.

Figur 10: Gennemsnitlig prisspredning mellem de danske budområder og nabobudområder, 2021-2024 (EUR/MWh)



Kilde: Beregninger baseret på data fra Energinet og ENTSO-E

Anm. Prisspredningen er beregnet som forskellen mellem den højeste og laveste timepris i de forskellige budzoner, og derefter er årsgennemsnittet beregnet af disse forskelle. Desuden er nabobudområdet GB ikke medtaget i figuren.

I 2024 og primo 2025 er der blevet implementeret en række vigtige initiativer, som skal styrke markedsstrukturen

Intraday auktioner (IDA)

Den **13. juni 2024** var der go-live for intraday auktioner (IDA), der giver bedre mulighed for at prissætte intraday-kapacitet på tværs af budområder. Markedsinitativet har til formål at sikre mere retvisende prissignaler, da markedet vil fungere efter en akkumulering af bud, og ikke længere kun gennem et først-til-mølle princip.

Dette giver markedsaktører muligheden for at handle på en mere integreret og transparent markedsplads.

PICASSO

Den **11. oktober 2024** blev Danmark tilsluttet den fælles europæiske balanceringsplatform PICASSO. Platformen har til formål at optimere udvekslingen af balanceringsenergi fra automatisk frekvensgenopretningsreserver, aFRR, gennem et fælles europæisk marked.

Gevinsterne ved dette forventes at være samfundsøkonomiske besparelser på grund af øget konkurrence for balanceringsenergi samt muligheden for, at danske aktører kan levere aFRR-ydelser til et større marked.

Flowbased

Den **29. oktober 2024** var der go-live for den nordiske flowbased kapacitetsberegning. Flowbased kapacitetsberegning maksimerer udvekslingen af el mellem alle de nordiske budområder - på baggrund af hele systemet og ikke kun budområdegrænser. For testkørslen mellem den 12. december 2022 og 12. marts 2023 udregnede de nordiske TSO'er en samfundsøkonomisk velfærdsgevinst på 63,3 millioner euro for hele det fælleseuropæiske elmarked*. I de første måneders drift har flowbased betydet 20 pct. mere udnyttelse af kapacitet.**

Nordisk mFRR EAM

Den **4. marts 2025** blev mFRR EAM officielt lanceret. Hermed indføres en ny nordisk platform, hvor udvælgelse og aktivering af bud sker på 15-minutters basis i stedet for det tidligere timebaserede regulerkraftmarked.

Dette betyder, at balancen i elnettet nu kan justeres hurtigere og mere fleksibelt. Det gør det lettere at håndtere uforudsete ændringer i strømforsyningen. Denne ændring er en del af en større proces, hvor de nordiske markeder gradvist bliver integreret med den europæiske balanceringsplatform, MARI.

15 min MTU i SIDC

Den **18. marts 2025** overgik Danmark til 15 min MTU i SIDC (Single Intraday Coupling). Danmark bliver en del af den femte bølge af europæiske lande, der implementerer 15 min MTU i intraday-markedet. Overgangen betyder, at udbud og efterspørgsel nu cleares hvert kvarter frem for hver time, hvilket muliggør en mere fleksibel og hurtigreagerende styring af kapacitet. Dette gør det lettere at tilpasse sig ændringer i markedet. 15 min MTU vil gælde både for intraday-auktionerne og det kontinuerlige intraday-marked.

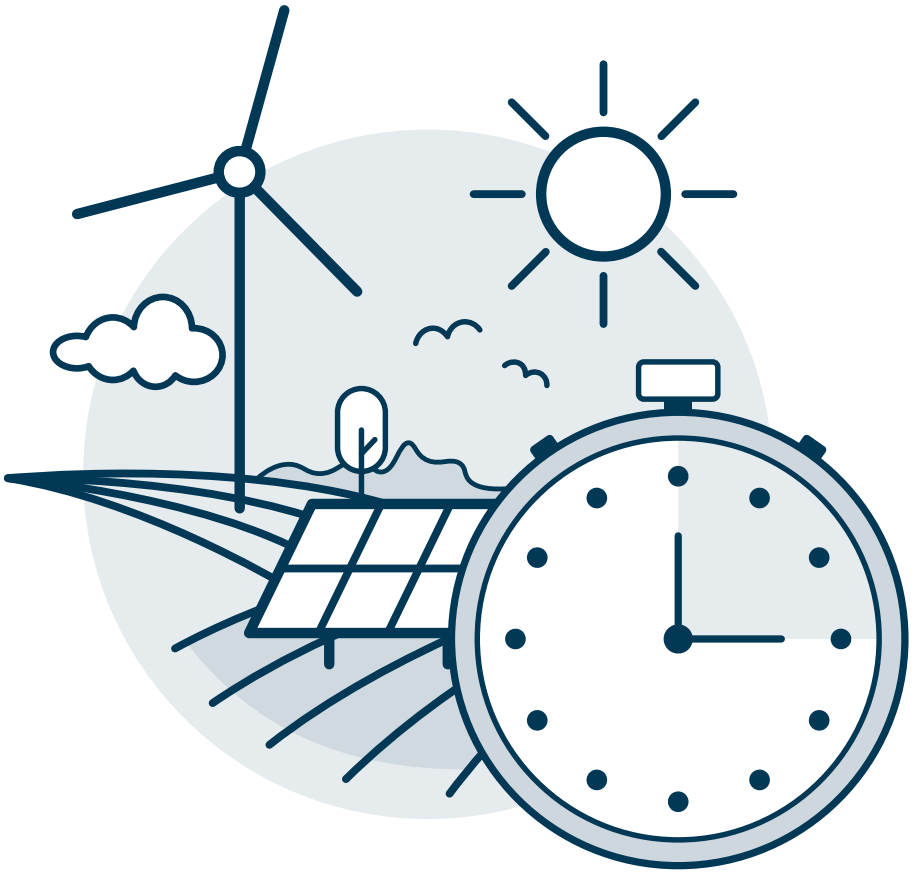
15 min MTU i SDAC

Den **30. september 2025** træder den fælles europæiske overgang til 15 min MTU i SDAC (Single Day-Ahead Coupling) i kraft.***

Alle lande overgår til 15 min MTU, hvilket betyder, at udbud og efterspørgsel nu cleares hvert kvarter i day-ahead-markedet frem for hver time (som i SIDC).

* Nordic RCC: Methodology and concepts for the Nordic Flow Based Market Coupling
** Energinet: Ny metode udnytter kapacitet i elnettet bedre
*** Market-coupling-steering-committee-aligns-on-revised-go-live-date-for-15-min-mtu-in-sdac.pdf

Nye markedsinitiativer forventes at styrke integrationen af VE og give bedre prissignaler



Forsyningstilsynet vil løbende føre tilsyn med og overvåge, at de implementerede markedsinitiativer fungerer efter hensigten og har de forventede effekter.

Energinets succesfulde implementering af både 15-minutters mFRR-energiaktiveringsmarkedet og 15-minutters markedsclearing i intraday-markedet er vigtige milepæle, der muliggør et endnu mere dynamisk elmarked.

Overgangen til en 15-minutters markedstidenhed (MTU) forventes at fremme en bedre integration af vedvarende energi, da produktionen fra vind og sol konstant variere. En kortere tidsenhed på 15 minutter, fremfor den nuværende på én time, vil i højere grad kunne fange disse variationer. Samtidig forventes et mindre behov for systemydelser, og det bliver muligt at give mere præcise prognoser for forbruget.*

Forsyningstilsynet arbejder aktivt sammen med de øvrige nordiske lande for at sikre, at TSO'erne i Norden bliver tilkoblet MARI-platformen så hurtigt som muligt. Dette vil styrke konkurrencen om mFRR-ydelser.

Forsyningstilsynet har fastsat en deadline for tilslutning til balanceringsplatformen til juli 2024. Manglende tilkobling vil forsinke andre væsentlige markedsprojekter – eksempelvis muligheden for intraday-handel tættere på driftstidspunktet, hvilket vil forbedre prognosenøjagtigheden for vind og sol.

* EPEX SPOT: 15 min. products in Market Coupling