

Systemydelser – kort fortalt

Beskrivelse af de væsentligste elementer i DK2-elmarkedet



14. december 2025

Forsidebillede:	Vattenfall https://energyplaza.vattenfall.dk/blog/hvordan-sikrer-vi-fremtidens-elsystem
Rapporttitel:	Systemydelser– kort fortalt
Emne:	Beskrivelse af de væsentligste elementer i DK2-elmarkedet
Kort beskrivelse:	Introduktion til markeder for systemydelser, krav til deltagelse og forskellige teknologiers påvirkning af markedet
Udgivelsesdato:	14. december 2025
Projekt nr.:	24-017
Udarbejdet af:	GFH
Kvalitetssikret af:	DT
Dokument nr.:	01
Udarbejdet for:	Gate 21 Liljens Kvarter 2 2620 Albertslund CVR-nr.: 32 11 28 46 EAN-nr.: 5790 0025 02255 www.gate21.dk

Indhold

1	Indledning.....	4
2	Markedet	5
2.1	Markeder og produkter	5
2.1.1	Generelt om elmarkeder i Danmark.....	5
2.1.2	Elmarkedets underkategorier og krav	6
2.2	Aktører	9
2.3	Indkøbsstrategi.....	10
2.4	Priser og afregning	12
2.4.1	REMIT-forordningen (Kostægte priser).....	13
2.4.2	Ubalanceomkostninger	14
2.4.3	Geotagging	15
2.5	Regulatoriske elementer	16
3	Prækvalifikation af systemydelser	18
4	Teknologier og forventninger	20
4.1	Elkedler	20
4.2	Gasmotorer	21
4.3	Batterier.....	21
4.4	Udlandsforbindelser	22
4.5	Mere sol & vind.....	22
4.6	PtX	23

1 Indledning

Elmarkedet har de seneste år ændret sig meget, i takt med at vi har fået mere og mere strøm fra vindmøller og solceller ind i systemet. I starten af dén udvikling så man, at der blot var en række produktioner såsom de decentrale gas-kraftvarmeværker med grundbeløb, som ”bakkede ud, når vinden kom ind”. Siden er mængden af strøm fra vindmøller og solceller blevet endnu større og den forventes fortsat at stige i de kommende år. Det giver udfordringer, dels med hvad der skal levere strømmen, når den ikke kommer fra vind og sol, dels med balancen i elnettet, da produktionen fra vindmøller og solceller er meget mere ujævn, end strømproduktionen fra store termiske værker og gasmotorer.

Elsystemet er gået fra, at det var produktionen, der regulerede efter behovet til, at det nu er både forbrug og produktion, der skal reguleres i forhold til hinanden. Ideelt set skal den primære fleksibilitet ligge på *forbrugssiden* i et energisystem primært baseret på vindmøller og solceller for at sikre mindst muligt brændselsbehov. Derfor er behovet for systemydelser, som er de markeder, der anvendes til at sikre balancen i elnettet, øget markant. Samtidigt forventes også fremadrettet ændringer i disse markeder.

Rapporten her er tiltænkt at give et overblik over markederne for systemydelser med fokus på DK2 (det østdanske elsystem), men også de ting, man skal være opmærksom på som aktør på disse markeder. Ligeledes beskrives nogle af de elementer, som kan påvirke udviklingen i markedet fremadrettet. Der henvises derudover til Energinets hjemmeside, som rummer mange gode informationer. Rapporten er tænkt som en introduktion, så man er bedre klædt på til at søge mere viden om detaljerne for de forskellige kategorier af systemydelser.

2 Markedet

Det er vigtigt at have for øje, at Energinet, som køber systemmarkedsydelse, hele tiden arbejder på at gøre det billigst muligt. En høj pris for systemydelse er således ikke et tegn på en værdiskabelse for et marked i vækst, men en omkostning man ønsker at minimere. Det er derfor vigtigt at være opmærksom på, at der er tale om et marked som er begrænset, så når priserne er høje, og det lokker flere til at tilbyde ydelsen, så falder prisen. Et eksempel på dette så man for FCR-D nedreguleringsmarkedet, hvor der efter en periode med høje priser skete et markant fald, fordi der i sommeren 2025 blev installeret 2-300 MW batterier i Sverige.

Det er værd at bemærke, at der er stor forskel på de forskellige kategorier af systemydelser og områder, hvor disse handles. Det der ovenfor omtales som "Markedet" kan således dække over en række forskellige (under)markeder og systemydelsesprodukter.

2.1 Markeder og produkter

2.1.1 Generelt om elmarkeder i Danmark

Danmark er delt i to prisområder, hvor DK1 udgør Jylland og Fyn, mens DK2 udgøres af Sjælland og øerne. DK1 er en del af det europæiske system. Hvilket betyder at frekvensen er den samme i Sydspanien og Skagen. DK2 hænger sammen med de nordiske lande, også her er frekvensen den samme, men den er ikke nødvendigvis i takt med frekvensen i DK1. I mange år var der ikke en direkte forbindelse mellem DK1 og DK2, men i dag er prisområderne koblet sammen med DC-forbindelser bl.a. via Storebælt. Der er desuden planer om at lave en separat budzone for Bornholm (DK3) når Energiø Bornholm er etableret.



Nogle markeder er begrænset til deres "systemområde" (fx DK2), andre er begrænset nationalt, mens nogle ikke er begrænset og kan handles på tværs af systemområder.

Figur 1: Illustrer opdelingen af prisområder i Danmark. Kilde: Energinet.dk

Der er en række forskellige elmarkeder, som handles på forskellige tidspunkter og som har forskellige formål. Der er to overordnede kategorier for markeder: et elhandelsmarked, hvor forbrug og produktion handles, og et balancemarked, som sikrer balance i elnettet. Det er muligt at handle på elhandelsmarkederne uden at eje et elproducerende eller elforbrugende anlæg, mens det kræver rådighed over anlæg, hvis man deltager på balancemarkedet.

Elhandel

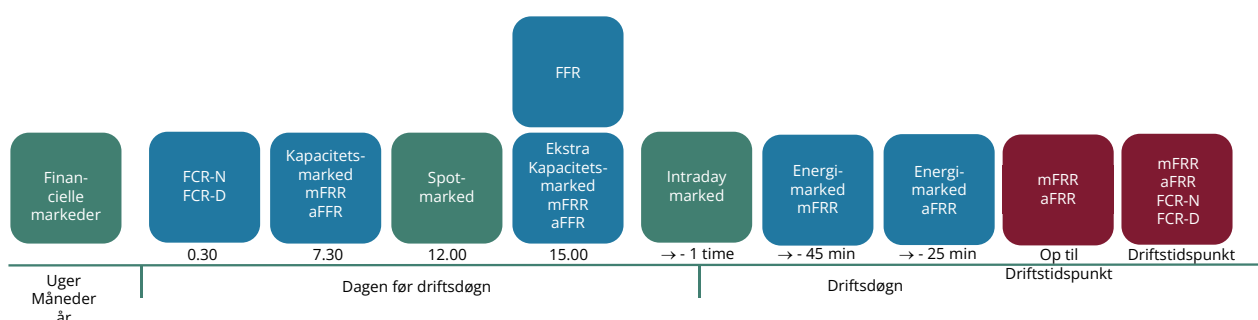
Spotmarked: Det marked, hvor forbrug og produktion handles. Bud indmeldes for den efterfølgende dag. Fra Q3 2025 er opløsningen et kvarter, hvor det tidligere var en time.

Intraday-marked: Intraday (ID GCT) anvendes blandt andet til at handle de ubalancer, der er opstået siden man meldte ind på spotmarkedet fx nedbrud af anlæg eller ændrede vejrudsigter. Intraday-markedet åbner nogle timer efter at spotmarkedet er lukket, og lukker først 60 minutter før driftstidspunktet. Der kan handles på intraday uden der er handlet på spotmarkedet. Ofte handles mere el på intraday end der er handlet i spotmarkedet, det pågældende kvarter, dvs. samme mængde el kan være handlet flere gange inden den reelt produceres/forbruges.

Balancemarked

Kapacitetsmarked: Formålet med kapacitetsmarkederne er at sikre der er nogle "håndtag" at anvende, hvis der bliver behov for at ændre kapaciteten af enten forbrug eller produktion. Man byder ind med, hvad man vil have for at stå til rådighed med sin enhed. Det betyder dog, at enheden ikke også kan være aktiv på spotmarkedet, da den bliver låst til balancemarkedet. Kapacitetsmarkederne kaldes også rådighedsmarked. De blå felter på Figur 2 er produkterne på kapacitetsmarkedet.

Energimarked: Energimarkederne er når "håndtagene" til at få balance i nettet aktiveres. Det er muligt at komme med et bud i energimarkedet, selv om man ikke har vundet i kapacitetsmarkedet. Energimarkederne er markeret med rød på Figur 2.



Figur 2: Oversigt over markeder og indmeldinger. Indmeldingstidspunkterne er et øjebliksbillede. De grønne markeringer er elhandelsindmeldinger, mens de blå er indmeldinger på balancemarkedet og de røde er aktivering af balancecydelser.

2.1.2 Elmarkedets underkategorier og krav

De forskellige produkter i balancemarkedet er vist i Figur 3. Markederne ændrer sig løbende og derfor anbefales det, at se gældende krav på Energinets hjemmeside. Produkterne adskiller sig fra hinanden ved, hvor hurtigt de skal kunne reagere. Det er desuden værd at bemærke krav til hvor stor en andel af kapaciteten, der skal være til rådighed inden for et bestemt tidsrum. I eksemplet med FCR-N er kravet eksempelvis, at 63% af den tilbudte effekt skal kunne realiseres på 60 sek. og 95% inden for 3 minutter.

De tre hurtigste produkter (FFR, FCR-D og FCR-N) aktiveres automatisk, ved at det indmeldte anlæg selv måler frekvensen i nettet og så aktiveres ved ændringer i spændingen. Energimængden, der leveres, er så lav, at der ikke findes et energimarked for de hurtige balancecydelser, dog undtaget FCR-N.

Produkterne anvendes til at minimere ubalancen i frekvensen. FCR-D anvendes, hvis der sker et udfald af en produktionsenhed, som giver et "dyk" i frekvensen. FCR står for *frequency containment reserve* og D'et står for *disturbance*. Til sammenligning står N'et i FCR-N for "Normal", dvs. kontinuerlig balancering og ikke med fokus på særlige situationer som FCR-D. FFR er for de hurtigst reagerende enheder, som kan stabilisere frekvensen på ca. 1 sekund – hurtigere end traditionelle kraftværker kan skrue op for produktionen.

To faktorer sætter en grænse for den effekt, der kan bydes ind i markedet. Den ene er, hvor hurtigt den fysiske enhed, der skal regulere, kan tilpasse effekten. I den sammenhæng skal man også sikre, at det udstyr, der er koblet til enheden, kan håndtere de udsving der genereres. Den anden faktor er el-distributionsnettets reguleringssevne. For at holde netspændingen inden for tilladte grænser, sker der en løbende korrektion f.eks. ved justering af transformeres trinkoblere. Hurtige store ændringer kan give udfordringer med at udstyret kan "følge med".

aFRR markedet modtager hvert 4. sekund et signal fra Energinet, som anlægget reagerer på, hvis det er nødvendigt. aFRR anvendes til at genoprette frekvensen og er en forkortelse for *Automatic Frequency Restoration Reserve* og kaldes også for sekundærreserven. Her kan der modtages en betaling via kapacitetsmarkedet, som betyder, at anlægget står klar, og der skal sendes et bud ind på energimarkedet. Der kan også kun sendes bud ind på energimarkedet. Der arbejdes på at forudse behovet for aFRR for at mængden der indkøbes kan tilpasses behovet – ligesom det gøres for mFRR. Varierende indkøbsmængder for aFRR vil i første omgang gælde for DK1, men der arbejdes også på at indføre det for DK2. Se mere om dette i afsnit 2.3. Siden Q3 2024 indkøbes aFRR-kapacitet separat for op-og nedregulering på timebasis via daglige auktioner.

mFRR markedet er til langsommere reagerende enheder. m'et står for manuelt. Formålet er at bidrage med den energimængde, der bringer balance i forbrug og produktion. Der er krav om geotag for mFRR-energiaktiveringsmarkedet, så man sikrer at indkøbt energi i praksis er tilgængeligt og ikke begrænset af lokale flaskehalse pga. deres geografiske placering. Fra Q2 2025 skal også mFRR-kapacitetsmarkedet indsendes med et geotag.

DK2	FFR 	FCR-D 	FCR-N 	aFRR 	mFRR 
Produkt navn	Fast Frequency Reserve	Frequency Containment Reserve for Disturbances	Frequency Containment Reserve for Normal operation	Automatic Frequency Restoration Reserve	Manual Frequency Restoration Reserve
Funktion	Frekvensstabilisering	Frekvensstabilisering	Frekvensstabilisering	Frekvensgenopretning	Balanceudligning
Tekniske specifikationer					
Reaktionstid	0,7 – 1,3 sekunder	86% på 7,5 sekunder 3,2 sekunders energi indenfor 7,5 sekunder	63% indenfor 60 sekunder 95% indenfor 3 minutter	5 minutter	12,5 minutter
Karakteristika for levering	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald/-stigninger	Leverandøren måler selv frekvensen i elnettet og leverer ved frekvensfald/-stigninger	Leverandøren modtager et signal fra Energinet hvert 4. sekund via SCADA systemet	Leverandøren modtager et signal fra Energinet ved behov
Load faktor (2024)*	0 % ↑	0,5 % ↑ / 0,65 % ↓	14,1 % ↑ / 15,2 % ↓	N/A	7,3 MW ↑ / 10,7 MW ↓
Markedsspecifikationer					
Min. budstørrelse	0,3 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW (aktivering kan være delmængde af dette, da alle aFRR-energiaktiveringsbud er fuldt delelige)	1 MW
Max. budstørrelse	N/A	N/A	N/A	50 MW i kapacitetsmarked	50 MW for udelelige bud
Indkøbes som	Opregulerung som et asymmetrisk produkt	Opregulerung og nedregulerung som to asymmetriske produkter	Op- og nedregulerung som et symmetrisk produkt	Opregulerung og nedregulerung som to asymmetriske produkter	Dynamisk op- og nedregulerung som et asymmetrisk produkt
Kapacitetsmarked	Ja	Ja	Ja	Ja (timebasis)	Ja (time- og månedsbasis**)
Energiaktiveringsmarked	Nej	Nej	Nej	Ja	Ja
Rådighedsbetaling	Marginalprisafregnet	Marginalprisafregnet	Marginalprisafregnet	Marginalprisafregnet	Marginalprisafregnet
Energiaktiveringsbetaling	Afregnes via ubalanceafregningen	Afregnes via ubalanceafregningen	mFRR-energiaktiveringsprisen for hhv. op- eller nedregulerung	aFRR-energiaktiveringsprisen	mFRR-energiaktiveringsprisen
Internationalt/nationalt marked	Nationalt	Nordisk	Nordisk	Kapacitet: Nordisk Energi: PICASSO	Kapacitet: Nordisk Energi: Nordisk mFRR EAM

* For FFR, FCR-D og FCR-N angiver load faktoren andelen af ydelsen der er aktiveret baseret på den målt netfrekvens. For mFRR angiver load faktoren den gennemsnitlige kapacitet aktiveret i 2024. Der angives en load faktor for op- og nedregulerung angivet med hhv. ↑ og ↓. ** Langsomme reserver indkøbes på månedsbasis mens andre mFRR ydelser indkøbes på time-basis.

Figur 3: Oversigt over produkterne i balancemarkedet i DK2. Kilde: <https://energinet.dk/el/balancering-og-systemydelser/hvad-er-systemydelser>

Alle produkterne på balancemarkedet er marginalprisafregnet, hvilket betyder at det er den højeste pris af de bud, der aktiveres, som betales til alle vundne bud.

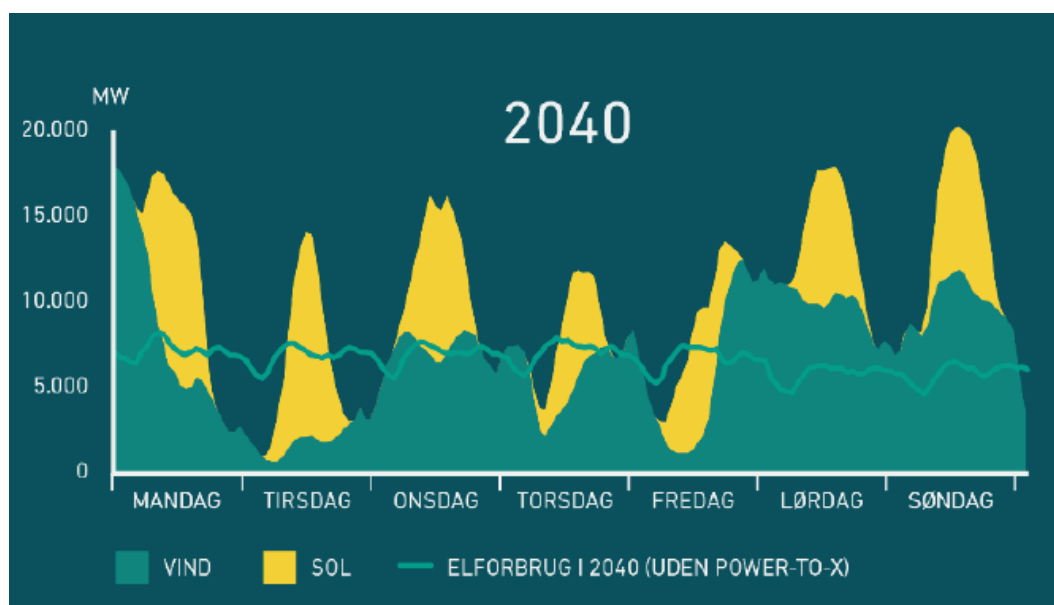
Der kan godt bydes ind på flere markeder. Ejer man en gasmotor og spotprisprognosen ikke indikerer, der kommer elpriser på spotmarkedet, som gør det attraktivt, at drifte gasmotoren den kommende dag, kan gasmotoren meldes ind på kapacitetsmarkederne for aFRR eller mFRR, afhængig af, hvor hurtig den kan starte. Da man ikke forventer at starte motoren, kan der sættes en lav pris i alle døgnets timer, da man ikke har noget tab ved at melde den ind, så kan man håbe, at andre presser prisen op, og man derved får en højere pris. Hvis der fx var udsigt til høje priser på spotmarkedet, som man gerne vil udnytte, kan der i de timer meldes en pris ind, som dækker det tab man vil have, hvis man vinder budet, og dermed ikke kan aktivere gasmotoren i spotmarkedet. Der skal således ikke meldes sammen pris ind i alle døgnets timer. Aktiveringen sker på timeniveau, og det er kendt om, man er aktiveret inden, der skal afgives bud på spotmarkedet.

Når det er kendt om kapaciteten har forpligtiget sig på kapacitetsmarkederne, så kan der meldes ind på spotmarkedet. Hvis gasmotoren kun er delvist låst af kapacitetsmarkedet, kan der meldes ind på spotmarkedet i de øvrige timer. Hvis man har lavet et kapacitetsbud, der kræver deltagelse på spotmarkedet, er man tvunget til at handle, så man kan opfylde sin kapacitetsforpligtigelse fx hvis man har meldt en elkedel ind i opregulerung (man slukker elkedlen), så er man tvunget til at købe strøm til elkedlen i de timer, hvor man er aktiveret i kapacitetsmarkedet.

Er man aktiveret i kapacitetsmarkedet skal man give bud ind på energimarkedet. I de timer man ikke er bundet af kapacitetsmarkedet, kan man vælge at lægge et bud ind på energimarkedet. Så hvis gasmotoren er aktiveret fire timer på kapacitetsmarkedet, skal der sendes bud ind på energimarkedet, mens det er muligt at melde ind i de øvrige timer. Så afhængig af om gasmotoren er aktiveret på spotmarkedet, kan den bydes ind på energimarkedet for henholdsvis op- og nedregulering.

2.2 Aktører

Der er en række aktører på elmarkedet, som har forskellige roller. Øverste myndighed er Energistyrelsen, som har delegeret en del af sit ansvar videre til Energinet. Det er dog fortsat Energistyrelsens ansvar, at sikre forsyningssikkerheden, det vil sige at få lavet de mekanismer, som sikrer der er produktionskapacitet nok til at dække behovet. Figur 4 viser at solceller og vindmøller vil dække en stor del af forbruget i 2040. Hvorledes "hullerne" fx i forbindelse med "Dunkelflaute", skal dækkes, er op til Energistyrelsen, og således ikke noget Energinet har ansvar for. Udtrykket dunkelflaute henviser til mørke, vindstille perioder – typisk en uge eller to hen over vinteren – hvor der er meget begrænset produktion fra både vindmøller og solceller. I disse perioder er der behov for regulerbar produktionskapacitet – eksempelvis fra gasbaserede kraftvarmeværker (potentielt baseret på opgraderet biogas).



Figur 4: Bud på andel af strøm fra solceller og vindmøller i 2040, sammenholdt med forbruget. Kilde: Energinet

Som den danske Transmissionssystemoperatør (TSO) har Energinet ansvaret for transport af energi på nationalt plan ved hjælp af en fast infrastruktur, det vil sige det overordnede elnet. Energinet er også ansvarlig for at sikre balance mellem forbrug og produktion i elnettet. De markeder, der anvendes til at balancere elnettet udvikles af Energinet. Derudover har Energinet af Forsyningstilsynet fået rollen med at overvåge, at REMIT-forordningen overholdes. Hvilket er beskrevet nærmere i afsnit 2.4.1. Det er ligeledes Energinet, som ejer og driver gasnettet i Danmark. Et kommende brint-net vil også ejes og drives af Energinet.

Energinet arbejder tæt sammen med de balanceansvarlige (DSO – Distributionssystemoperatører), som har til opgave at koordinere med Energinet som bindeled mellem alle de mindre aktører. For at agere på elmarkedet skal man have en aftale med en balanceansvarlig, som agerer på vegne af en. Der er en række forskellige balanceansvarlige i Danmark, og der er fri konkurrence mellem dem. De balanceansvarlige er elleverandørerne og elforbrugernes samarbejdspartner, og handler på vegne af dem.

2.3 Indkøbsstrategi

Elhandelssystemet og balancemarkedet er afhængig af at markederne fungerer. Som tidligere nævnt, så hænger DK1 frekvensmæssigt sammen med Europa, mens DK2 deler frekvens med Norden. De to frekvenser er ikke synkroniserede, og DK2 har væsentlig svære ved at holde en stabil frekvens end DK1. Dertil kommer at aFRR markedet i DK2 ikke er velfungerende, det vil sige det ikke kommer de bud ind som markedet efterspørger, eller at markedet ikke tiltrækker de teknologier, som kan agere aFRR.

Energinet køber ind efter en proaktiv indkøbsstrategi, hvilket betyder, at Energinet estimerer, hvad der vil gå galt om 7,5 minutter, og om det giver anledning til, at der skal aktiveres mFRR. Det giver en anden ubalance, som forhåbentlig er mindre end den der ellers var opstået, den ubalance korrigeres så med de hurtigere balanceprodukter. På den måde forsøger Energinet at minimere omkostningerne. På sigt vil Energinet også kigge på, hvad der er billigst af aFRR og mFRR, hvis aFRR er billig, vil der købes mindre "forsikring" med mFRR, og så i stedet vha. aFRR, for på den måde at holde omkostningerne nede. Energinet reviderer løbende deres indkøbsstrategi.

Tyskland har pt en reaktiv indkøbsstrategi, hvor de kun kigger på balancen i det aktuelle tidspunkt, og agerer ud fra dette. Det betyder at Tyskland køber relativt mere af de hurtigt reagerende, men typisk dyrere systemydelser, end Danmark gør.

Det forventes, at der bliver et større behov for aFRR og mindre mFRR i fremtiden, især til udjævning af strømmen fra solceller på dage med vekslende skydække. Dette kommer dog an på, om leverandørerne af solcellestrømmen selv i fremtiden laver en udjævning "bag måleren", dvs. inden strøm sendes til det offentlige elnet. Figur 5 viser leverancen af solcellestrøm en dag med vekslende skydække, hvor det vil være meget svært at forudsige strømproduktionen nøjagtigt på kvartersniveau – selv få minutter forud, men især dagen før (på day ahead-spotmarkedet).



Figur 5: Input af solcellestrøm i elnettet en dag med vekslende skydække. Kilde: Energinet.dk

Tidligere har risikoen for den største fejl været definerende for købet af reserver. For DK2 er det en fejl på Storebælt (600MW), mens det i DK 1 er en fejl på COBRA-kablet (700 MW). Men det er en meget dyr strategi for køb af reserver, derfor er Energi på de fleste produkter, gået over til en forsikringstankegang, hvor reserverne ses som en forsikring, og hvad der er behov for.

Mængden af FFR som Energinet skal købe, sker på baggrund af en norsk analyse, og handlen sker på et fælles marked for DK2 og Sverige. Den norske analyse anvender forsikringstankegangen, og skal sikre balancen idet mængden af inertie (roterende masse) er lav i det nordiske frekvensmarked.

Behovet for FCR er bestemt af Europa og kan købes i Danmark og Sverige til det nordiske marked, mens handlen i DK1 sker på et fælles europæiske marked.

På rådighedsmarkedet for aFRR købes i dag 100 MW i henholdsvis op- og nedregulering. Det forventer Energinet at ændre til en dynamisk tilgang iht., hvad der er behov for, hvor placering, vindstyrke, sol, skydække og frivillige bud på aFRR indgår i vurderingen. Der er dog ikke sat en præcis dato endnu. For DK1 forventer Energinet at nedreguleringen kommer til at lægge på 20-80 MW, mens opreguleringen forventes at ligge på 80-150 MW, her sker handlen kun i DK1's område. For både DK1 og DK2 skel energihandlen med aFRR på det europæiske marked (Picasso), og tilkoblingen til Picasso har givet et større marked og højere priser end tidligere, hvor markedet var mere geografisk begrænset. Danske aktører har fået mulighed for at sælge aFRR-ydelser i udlandet, hvor prisen for aFRR-ydelser var højere. Idet prisen er ens i sammenkoblede markeder, betød denne mulighed, at prisen steg i Danmark.

Rådighedskøbene på mFRR sker for både DK1 og DK2 på det nordiske marked, hvilket også gælder for energihandlen. Den tendens der ses for nu, er at Sverige køber rådighed i Danmark, hvilket presser prisen op. Siden 18. juni 2025 skal rådighedsbudene på mFRR have et geotag, som i særlige tilfælde kan gøre, at man ikke aktiveres, hvis kapaciteten i nettet ikke kan distribuere kapaciteten rundt i nettet. Det er muligt at rådighedsbudene på aFRR også i fremtiden skal have geotag på, og at det kan få en større betydning end i dag om ens bud vælges. Det forventes tidligst i 2027, og vil kræve en metodeændring i forhold til reglerne i dag.

Kapaciteterne, der er købt på rådighedsmarkedet skal handles inden handlen på spotmarkedet sker, da der skal reserveres "plads på kablerne" afhængig af, hvor rådighederne er købt.

2.4 Priser og afregning

Alle systemydelserne på balancemarkedet afregnes efter marginalprisprincippet således, at alle får den pris, som det bud med den højeste pris, har meldt ind til. På intraday-markedet sælges til en angivet pris, også kaldet "pay as bid", det skyldes, at handler på intraday-markedet er bilaterale aftaler. Spotprisen sættes efter, hvor udbuddet og forbruget krydser hinanden, hvis det sker, at udbuddet af el er mindre end forbruget, så sættes elprisen til 4.000 €/MWh, og der er forbrugere, som bliver afkoblet. Det er de balanceansvarlige, som kommer til at lukke forbrugere af. Det kan forventes, at forbrugere med begrænset netadgang afkobles i sådan en situation, men det vil være meget afhængig af, hvor meget forbruget skal reduceres.

Omkostningerne til kapacitetsmarkedet betales over systemtariffen, mens omkostningerne til energiindkøbet på balancemarkedet betales af ubalancepriserne.

Figur 6 viser betalingen for de forskellige systemydelser, og hvor meget der er købt i 2024. Som eksempel kan det af figuren ses, at har man deltaget i aFRR opregulering i DK2, så har man med 1 MW kunne tjene 1,8 mio. kr., der er købt opregulering næsten hele året, men der er kun købt 5 MW i gennemsnit, så det er meget få, der har haft en fortjeneste.

NØGLETAL FOR 2024

Betaling for de forskellige systemydelser (kun kapacitetsomkostninger)

Produkt	Indkøbt i antal timer	DK-levering Gns. MW	Gns. pris kr/MW/h	Årsbetaling for 1 MW, kr.
mFRR opregulering – dag (DK1)	8784	355	43	379.236
mFRR opregulering – dag (DK2)	8784	200	116	1.023.206
mFRR-nedregulering – dag (DK1)	1008	19	7	6.723
mFRR-nedregulering – dag (DK2) ¹	1008	11	10	9.582
mFRR opregulering – måned (DK2)	8784	343	132	1.161.208
aFRR opregulering (DK1)	2175	100	527	1.145.781
aFRR nedregulering (DK1) ²	2175	100	100	217.452
aFRR opregulering (DK2)	8056	5	228	1.835.243
aFRR nedregulering (DK2)	8056	11	273	2.198.459
FCR symmetrisk (DK1)	8784	3	121	1.065.801
FCR-N symmetrisk (DK2)	8784	10	354	3.114.231
FCR-D opregulering (DK2)	8784	46	78	685.043
FCR-D nedregulering (DK2)	8784	61	201	1.765.197
FFR-opregulering (DK2)	1505	6	175	262.773

Figur 6: Oversigt over priser og volumener på de enkelte produkter i 2024. Kilde: Energinet

2.4.1 REMIT-forordningen (Kostægte priser)

REMIT-forordningen skal sikre, at der ikke sælges til urimelige priser. Det skyldes, at Energinet og de andre landes TSO'er er forpligtigede til at købe yderser, og således ikke kan sige nej. Derfor skal den der byder prisen ind kunne forklare sin pris ud fra elementer som:

- Marginalomkostninger
- Alternativ pris på andre markeder
- Omkostninger ved at deltage
- Ubalanceomkostninger
- Risiko ved at deltage
- Faste omkostninger ved at have anlæggene

Prisen for at stå til rådighed kan godt være lav, hvis man fx har en gasmotor, som ikke er tvunget i drift på grund af varmebehovet mens, at prisen på energimarkedet er høj, da elprisen måske er lav og det kræver, at der kaldes mandskab ind.

Det er muligt at ændre sine bud efter at buddene er afgivet, fx hvis ens alternative anlæg har havari, og det i stedet er et dyrt anlæg, som sætter den alternative pris. Det kan gøres ind til ca. en time før driftstidspunktet. Det er også muligt i særlige situationer at trække sit bud.

REMIT står for Regulation of Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, og er en EU-forordning fra 2021, hvis formål er at sikre, at der ikke opnås fortjeneste på grundlag af markedsmisbrug. Energinet holder som PPAT (Person Professionally Arranging Transactions) øje med REMIT-forordningen overholdes og underretter Forsyningstilsynet, hvis der er mistanke om markedsmanipulerende priser.

Hvis éns pris har været markedsættende, og ser mistænkelig ud, så kontakter Energinet den balanceansvarlige, som har formidlet prisen videre. Energinet er således ikke vidende om hvilket anlæg, der har indmeldt prisen. Anlægssejere svarer sin balanceansvarlig, som sender forklaringen til Energinet, der vurderer om forklaringen giver mening og er troværdig, hvis det er tilfældet, så er sagen afsluttet. Alternativt sendes sagen videre til Forsyningstilsynet.

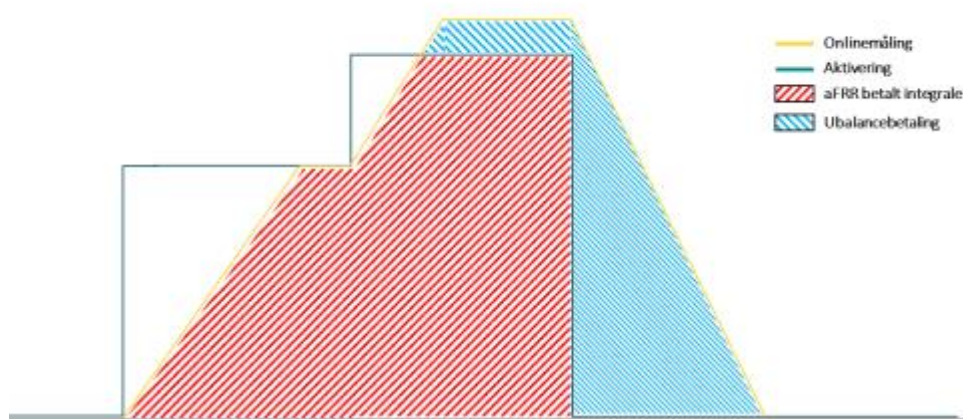
Det anbefales at have en nedskreven model/strategi for hvorledes de indmeldte priser er fremkommet.

Reglerne om kostægte gælder også på spotmarkedet, men her regulerer markedet i højere grad sig selv, og det er ikke Energinet, som overvåger priserne på spotmarkedet.

2.4.2 Ubalanceomkostninger

Ubalance er det Energinet forsøget at undgå ved at købe systemydelse, men ubalance er også at den enkelte producent eller forbruger ikke rammer den kurve de skal præcist. Det er ikke et problem, at man ikke rammer præcist, da det kun kan lade sig gøre i teorien og ikke i praksis, men for at sikre sig, at man gør sig så umage med at ramme ens lastkurve, så betales ubalanceomkostninger, på den del der ligger uden for kurven.

Figur 7 viser aktiveringen på aFRR med den grå-grønne linje, mens den gule linje viser den faktiske produktion. Det røde skraverede område, der ligger under både den grønne og den gule kurve, er den energimængde, man modtager betaling for. Den blå skraveret, som ligger uden for den grønne markering, men under den gule markering, er det man modtager en ubalanceregning for. Da det er umuligt ikke at levere en ubalance og dermed få en ubalanceomkostning, er det vigtigt, at man har indregnet ubalanceomkostninger i den pris man får for energimængden i den røde skraveret, når man melder priser ind. Samme princip gælder for de øvrige energileverancer.



Figur 7: Indmeldt lastkurve og reel produktion. Kilde: Energinet, <https://energinet.dk/media/ydcosxhc/metodeanmeldelse-afrr-energibetaling.pdf>

Afregningen af ubalanceomkostninger sker ud fra de omkostninger Energinet har haft på grund af ubalancen. Metoden til afregning af ubalancer blev ændret 19. marts 2025. Det er retningen på mFRR, der bestemmer om, der er tale om op- eller nedregulering, også selv om der aktiveres afRR i modsat retning.

Ved opregulering er det den maksimale af nedenstående, der sætter ubalanceprisen, mens det ved nedregulering er den minimale pris af nedenstående, der sætter balanceprisen.

- mFRR-priserne
- Prisen for specifikke produkter aktiveret til balanceringsbehov
- Den vægtede gennemsnits afRR-pris

Balanceomkostningen regnes som volumen (den blå skravering på Figur 7) ganget ubalanceprisen.

I de tilfælde, hvor summen af ubalancer gør der ikke er behov for mFRR sættes ubalanceprisen til spotprisen, også selv om der er behov for afRR, da det er retningen for mFRR, der er bestemmende for ubalanceprisen. Der kan være meget store forskelle i ubalanceprisen.

Yderligere information findes på Energinets hjemmeside via følgende link:

<https://energinet.dk/el/balancing-og-systemydelser/ubalanceprisdesign>

Hvis anlæggene ikke kan driftes, fordi de afbrydes på grund af, at de er tilsluttet begrænset netadgang (BNA) betales ubalanceomkostninger, for hele den energimængde, man ikke har leveret/forbrugt. Det samme gælder, hvis der er fejl på DSO-nettet.

2.4.3 Geotagging

I takt med at elnettet får flere og flere flaskehalse, og de flytter rundt afhængig af især vind- og solproduktion, bliver lokaliteten mere og mere afgørende. Fx i et område med meget vindproduktion, vil

opregulering eventuelt ikke kunne aktiveres, fordi nettet allerede udnyttes fuldt ud. Derfor er der indført krav om, at mFRR kapacitetsbud skal geotages. Som tidligere nævnt, så forventer Energinet, at der også indføres krav om geotags på aFRR kapacitetsbud, det kræver dog en metodeændring, og forventes først fra 2027.

Det betyder, at nogle kan blive valgt fra på grund af deres lokation, også selv om de har den laveste pris. Det sker i dag på mFRR energimarkedet, at anlæg udelukkes på grund af deres lokation. Hvis man vil have en indikation på, hvorledes geotags kan påvirke ens aktivering, kan det være en mulighed at kigge på kapacitetskort og kort over områder med produktionsoverskud og -underskud.

2.5 Regulatoriske elementer

Det er ens eget ansvar at overholde, de regler som ens virksomhed er underlagt. For varmegværker gælder det, at de er underlagt Varmeforsyningsloven og dermed kun må indregne nødvendige omkostninger i varmeregningen til forbrugeren. At gøre noget godt for elmarkedet er ikke nævnt som en nødvendig omkostning i varmemforsyningsloven.

De anlæg som anvendes til systemydelser på elmarkedet, skal hvis investeringen er finansieret af varmegværket være projektagkendt efter varmemforsyningsloven. Energinet forholder sig ikke til om deres ønsker, og om anlæg, som Energinet vurderer, kan give en gevinst for elmarkedet, kan opføres jf. projektagkendtgørelsen og drifles under Varmeforsyningsloven.

Det kan ofte være svært at få samfundsøkonomi i en elkedel jf. gældende beregningsforudsætninger (SØB22), men i høringsudgaven (SØB25) er afsnittet vedr. prissætning af fleksibilitet væsentligt forkortet, og giver en større metode frihed.

Jf. projektagkendtgørelsen (BEK nr. 1091 af 08/09/25) gældende fra 11. oktober 2025 kræver det gasdrevne anlæg, hvis der skal opsættes en gasmotor.

§ 16. Ved projekter for varmeproduktionsanlæg til levering af opvarmet vand eller damp til et fjernvarmenet, der ikke forsynes med naturgasbaseret kraftvarme eller varme, kan kommunalbestyrelsen godkende projekter, som anvender brændsler, når der anvendes et eller flere af følgende brændsler, jf. dog § 17:

- 1) Biomasse.*
- 2) Andre brændbare gasarter end naturgas.*
- 3) Affald.*

§16 svarer til §13 i den tidligere projektagkendtgørelse. Det er dog vigtigt, også at være opmærksom på §9, der ikke tidligere har været en del af projektagkendtgørelsen.

§ 9. Frem til den 31. december 2029 kan kommunalbestyrelsen ikke godkende projekter for nye kollektive varmemforsyningsanlæg, der anvender kul eller olie, jf. dog § 17.

Stk. 2. Fra den 1. januar 2030 kan kommunalbestyrelsen ikke godkende projekter for nye kollektive varmemforsyningsanlæg, der anvender kul, olie eller naturgas, jf. dog § 17.

En gasmotor kan med god vilje godt defineres som en reservelastenhed, men jf. afgørelse fra Energiklagenævnet af 26. juni 2024 (journalnummer 22/13829) "ENERGIKLAGENÆVNETS AFGØRELSE i sag om godkendelse af projektforslag for etablering af 200 MW elkedel til spids- og reservelast på Studstrupværket", så kan systemydelse og drift på elmarkedet ikke indregnes i projektforslag, hvis anlægget skal godkendes som spids og reserveanlæg.

Det er Energiklagenævnets vurdering, at et projektforslag vedrørende et varmemforsyningsanlæg, der skal indgå i den daglige driftsoptimering, ikke er et spids- og reservelastanlæg, der kan godkendes efter de lempeligere krav til den samfundsøkonomiske analyse for sådanne anlæg. (uddrag fra afgørelsen)

Det betyder umiddelbart, at gasmotorer ikke kan godkendes efter 1. januar 2030.

Energinet arbejder på en metode, som indarbejder kapacitetsmekanismer, der har til formål at give støtte til elproducerende anlæg, som kan øge forsyningssikkerheden i Danmark. Kapacitetsmekanismen skal godkendes politisk og først derefter kan arbejdet med udformningen af tiltag igangsættes. Ordningen forventes tidligt idriftsat om 5-6 år.

3 Prækvalifikation af systemydelser

For at deltage på balancemarkedet skal man have et anlæg, der kan reagere hurtigt nok, afhængig af hvilket marked, man ønsker at deltage på. Det er dog vigtigt at huske, at man også kan byde ind med en del af anlæggets last. Fx en 2 MW gasmotor, der er 20 minutter om at starte, men kan gå fra 1 MW til 2 MW på 4 minutter, kan godt melde den sidste MW ind på aFRR eller mFRR markedet, men det kræver at motoren er i drift på elhandelsmarkedet (spot eller intraday). Så i stedet for at melde motoren ind med 2 MW i fire timer på elhandelsmarkedet, kan motoren meldes ind i 8 timer med 1 MW og så ligeledes på balancemarkedet, med den sidste MW.

Quick-guide til prækvalifikation af systemydelser:

1. Identificer, hvilke anlæg og hvilke markeder, der ønskes på balancemarkedet. Der kan være behov for at anlæg puljes for at opfylde et minimum samlet kapacitetskrav, hvilket fx kan opfyldes, hvis man har en bilpark af elbiler, der altid står tilsluttet om natten.
2. Anlæggene skal på forhånd prækvalificeres (én gang). Det anbefales at få godkendt så høj en effekt som muligt. Proceduren er som følger:
 - a. Udfyld anlægsskema
 - b. Kør lastkurve for at bekræfte hvad der kan leveres og hvor hurtigt, samt dokumentér dette
 - c. Indsend dokumenter til Energinet¹
3. Godkendelse fra Energinet
4. Energinet laver stikprøvekontroller – data skal gemmes i 7 dage
5. Gentest efter 5 år – kan eventuelt udgøres af data fra aktiveringer.

Energinet hjælper gerne med prækvalifikation i form af råd og vejledning.

¹ Dokumenterne findes på energinets hjemmeside <https://energinet.dk/el/balancering-og-systemydelser/adgang-til-systemydelsesmarkederne/praekvalifikation-og-test/>.

4 Teknologier og forventninger

Energinet har en forventning om at markedet for kapacitetsydelser stiger. Den stigning de havde forventet i 2025 ser dog reelt ud til at blive mindre. Da markederne i princippet designes til at de skal gøre sig selv overflødige, er det svært at forudsige behovet i fremtiden. Dette medfører en usikkerhed/risiko involveret i investeringer, hvor en del af rentabiliteten af baseret på indtægter fra systemydelser.

Figur 5 viser produktion fra et eller flere solcelleanlæg. I og med at afregningen nu sker på kvartsbasis, vil leverancen af solcellestrømmen give en større ubalancerregning, da det ikke er muligt at forudse præcist nok og kortere udsving ikke længere kan (delvis) udjævnnes hen over timen. Det giver et øget behov for systemydelser, hvis ubalancerne skal håndteres i systemet, men da markedet blandt andet ved at gå fra 1 time til 15 minutters intervaller, i højere grad skubber regningen over på, dem der laver ubalancerne, får de et incitament til at ændre deres leverance. Det kan de gøre fx ved at sætte et batteri op sammen med solcellerne og derved ujævne ubalancerne bag måleren, således ubalancerne aldrig når elnettet. I hvor høj grad det sker vil afhænge, hvor dyrt der er at betale sig fra det, og hvilken investering man ser ind i som solcelleejer. Se mere under afsnit 4.3.

4.1 Elkedler

Der er efterhånden etableret mange elkedler på fjernvarmeværker², som leverer de samme ydelser. Det betyder, at de eksempelvis ønskes idriftsat, når der er negative elpriser. Elkedlerne kan primært levere nedregulering, mens de kan regulere op, hvis de er i drift (i dellast eller fuldlast). Elkedlernes fordele er, at de er hurtige til at regulere op og ned. Ofte er der gode betingelser for elkedlerne om sommeren, hvor varmebehovet er lavt. Det er derfor vigtigt at have mulighed for varmeakkumulering, og at sikre at der er behov/plads til at komme af med den varme, elkedlen producerer efterfølgende.

De mange elkedler har betydet, at Energinet køber meget lidt på nedreguleringskapacitetsmarkedet, da der kommer nok frivillige bud ind. Derfor er nogle begyndt at melde elkedler ind i opreguleringsmarkedet, det gøres ved at melde en pris ind på kapacitetsmarkedet, der er høj nok til at dække omkostningerne ved at have elkedlen i drift, da man så er tvunget til at købe strøm på spotmarkedet til elkedlen. Prisen, der meldes ind på kapacitetsmarkedet, vil være baseret på en spotprisprognose, som kan være forkert i større eller mindre grad, der er altså en risiko ved det.

Om tab på, at elkedlen er meldt ind i nedregulering, er en nødvendig omkostning iht. Varmeforsyningsloven³, er der ikke noget entydigt svar på. anbefalingen er, at man forholder sig til dette dilemma og sikrer sig lovligheden af metoden, inden den driftsform anvendes. Hvis man vælger at gøre brug af metoden, bør man overveje eventuelt at starte med en mindre effekt og se om der kan tjenes penge på årsbasis (eller nogle måneder), og så først derefter øge effekten, mens man sørger for at have nedskrevet sine overvejelser.

² Samlet elforbrug i fjernvarmesektoren på ca. 2,4 TWh i 2024, jf. <https://danskfjernvarme.dk/aktuelt/nyheder/2025/fjernvarmen-driver-elektrificeringen-i-danmark>.

³ LBK nr. 124 af 02/02/2024, www.retsinformation.dk/eli/lt/2024/124.

Umiddelbart er lige netop den driftsform i krydsfeltet mellem at varmegærkerne ikke må spekulere, og at de er forpligtiget til at frembringe varmen billigst muligt.

4.2 Gasmotorer

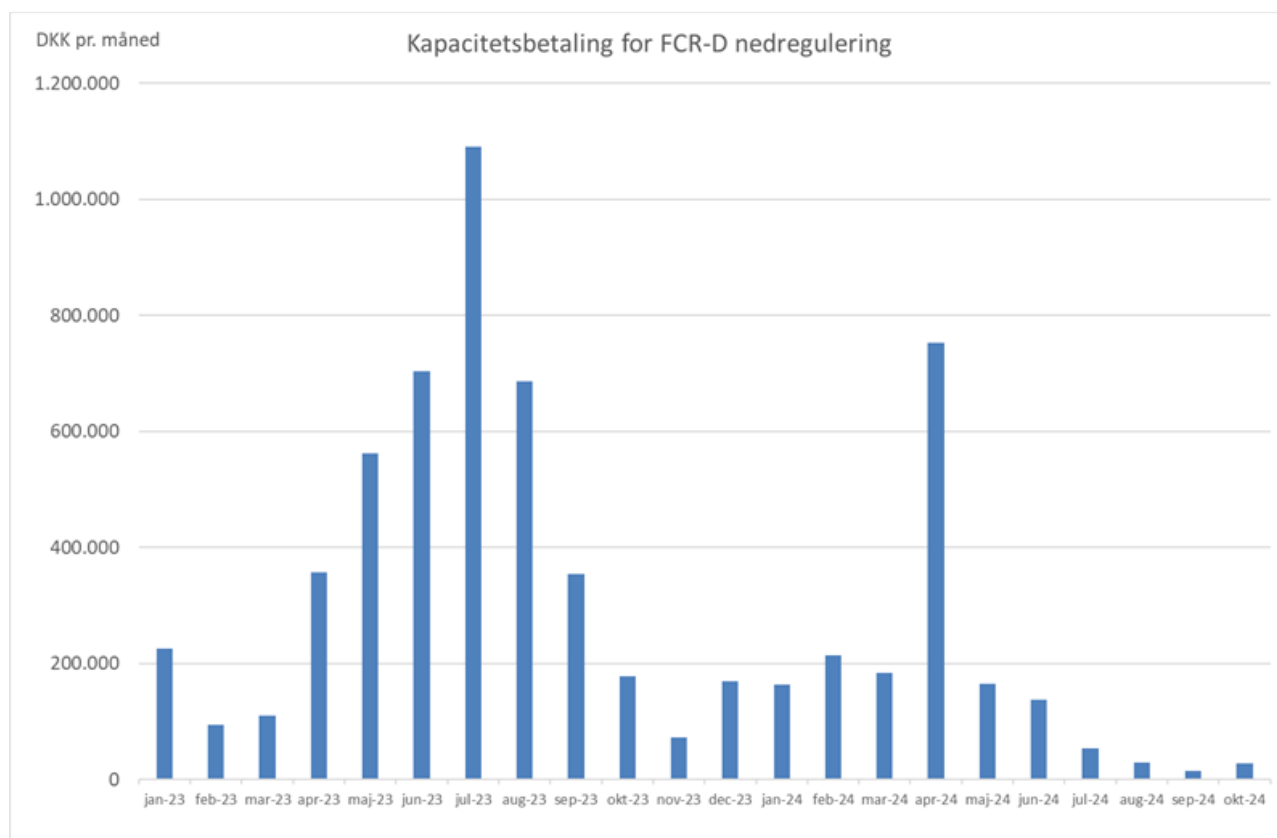
Gasmotorer kan producere el, når der ikke er tilstrækkeligt med strøm fra vindmøller og solceller, hvilket er noget af den kapacitet, som efterspørges for at sikre elforsyningssikkerheden.

Der står en række gasmotorer rundt omkring i Danmark – også nogle, der i dag brænder biogas af. Mange af de motorer er ved at være gamle, og det skal derfor vurderes om de skal hovedrenoveres, erstattes eller nedlægges. Det er derfor interessant om der kommer en kapacitetsbetaling, som er mere sikker end de betalinger, som er på balancemarkedet, hvor der ses store udsving og stor usikkerhed – og om dette er tilstrækkeligt til at sikre at kapaciteten er til rådighed i energisystemet.

Hvilke systemydelser gasmotorerne kan melde ind på, kommer meget an på motoren, og der kan ikke siges noget generelt om det. Men det er aFRR og mFRR markederne, da gasmotorerne ikke kan være med på de helt hurtige markeder.

4.3 Batterier

Figur 9 viser de historiske priser på FCR-D nedregulering, hvor der kan ses meget høje priser i nogle måneder, men også at priserne i efteråret 2024 har været relativt lave. Det skyldes den tidligere nævnte implementering af 2-300 MW i Sverige, som på den måde har øget udbuddet og ændret vilkårene for markedet.



Figur 9: Udviklingen i priser på FCR-D nedregulering.

Storskala (MW-størrelse) batteriløsninger har oplevet en betydelig vækst i løbet af 2025. Disse anlæg er velegnede til at agere på markeder for hurtigt-reagerende enheder. Efterhånden som dette marked mættes, forventes batterier dog i højere grad at sikre sin rentabilitet ved at agere på spotmarkedet.

4.4 Udlandsforbindelser

Det har længe været en tro på at udenlandsbetingelse kunne sikre balancen i det danske elnet. Det er dog en teori, som man er på vej væk fra, da det er blevet tydeligere, at der er for stort et sammenfald af produktion af strøm fra vind og sol til at geografien kan udjævne det.

Norge har fra politisk side meldt ud at de ikke er sikre på at reinvestere i Skagerak-forbindelsen. Begrundelsen er, at forbindelsen giver højere elpriser i Norge. Den Norske TSO ønsker, dog at bevare Skagerak-forbindelsen. Det er således ikke alle kabler, Energinet selv kan bestemme, om skal forblive, udbygges eller nedlægges. Den samlede kapacitet af/fleksibilitet fra udlandsforbindelser er således ikke et anliggende Danmark alene kan afgøre.

4.5 Mere sol & vind

Strøm fra solceller og vindmøller er ikke produktion som kan styres, og de stiller krav til de anlæg, som skal spille sammen med dem. Jo mere strøm fra sol og vind, der er i elsystemet, jo større krav stiller det til elsystemet, både i form af systemydelser, men også til at kunne sikre forsyningssikkerhed således, at der er strøm nok til rådighed. Jo større en andel af strømmen, der udgøres af sol og vind, jo højere krav

stiller det til de anlæg, som skal tænde og slukke afhængig af, hvor meget solen skinner og vinden blæser. Det skal dog understreges, at med et miks af forskellige fleksibilitetsmekanismer, er det fuldt ud muligt at operere et energisystem baseret 100% på vedvarende energi – primært baseret på sol- og vindenergi.

4.6 PtX

Power-to-X (eller kort PtX) kan dække over en bred betegnelse af teknologier, hvor el omdannes til noget andet. I denne sammenhæng betragtes PtX som (grøn) brændselsproduktion baseret på el fra sol og vind. Der er i den senere tid oplevet annullering af flere planlagte PtX-projekter i Danmark på grund af økonomiske udfordringer og mangel på aftaler om afsætning, men også selve reguleringen på området. Det betyder at de tidligere forventninger til udbygningstaksten og udvikling imod eksempelvis år 2030 ikke længere er realistisk. Samtidigt er det endnu uafklaret, i hvor høj grad de økonomiske incitamenter til at levere fleksibilitet/systemydelser er tilstrækkelige til at PtX-anlæggene vil blive en "medspiller" i balanceringen af sol og vind-baseret elproduktion.