

Økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet

OKTOBER 2025

Udarbejdet af:



For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6 tv.
1457 København K
www.eaea.dk

Og

PlanEnergi
Jyllandsgade 1
9520 Skørping
www.planenergi.dk

For:



ENERGI PÅ TVÆRS

Et handlingsfællesskab under:



Analysen er finansieret af:



Region
Hovedstaden

Indhold

1. Indledning og opsamling	4
1.1. Analyse af økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet	5
1.2. Elmarkedet	5
1.3. Tre elektrificeringscases: Varmepumper og elkedler	7
2. Elmarkedet i Danmark	8
2.1. Day ahead marked (spotmarked)	8
2.2. Intraday-markedet	11
2.3. Regulerkraftmarked/ balancemarked	12
2.4. Reserver	12
3. Markeder og priser for systemydelser i DK2	14
3.1. Budzoner og markeder	14
3.2. Beskrivelse af markedsprodukterne	14
3.3. Markedsudvikling for systemydelser	20
3.4. Behov for systemydelser i fremtiden	23
3.5. Oversigt over priser for de mest relevante produkter i DK2	24
4. Økonomi ved tre elektrificeringscases	30
4.1. Cases for elbaseret varmeproduktion	30
4.2. Anlæggenes samspil med elspotmarkedet og varmesystemet	31
4.3. Varmeproduktionsomkostninger for tre cases	33
4.4. Muligheder for indtjening i systemydelsesmarkeder i de tre cases	34
Bilag 1: Varmepumper og elkedler. Krav ved levering af systemydelser i DK2	40



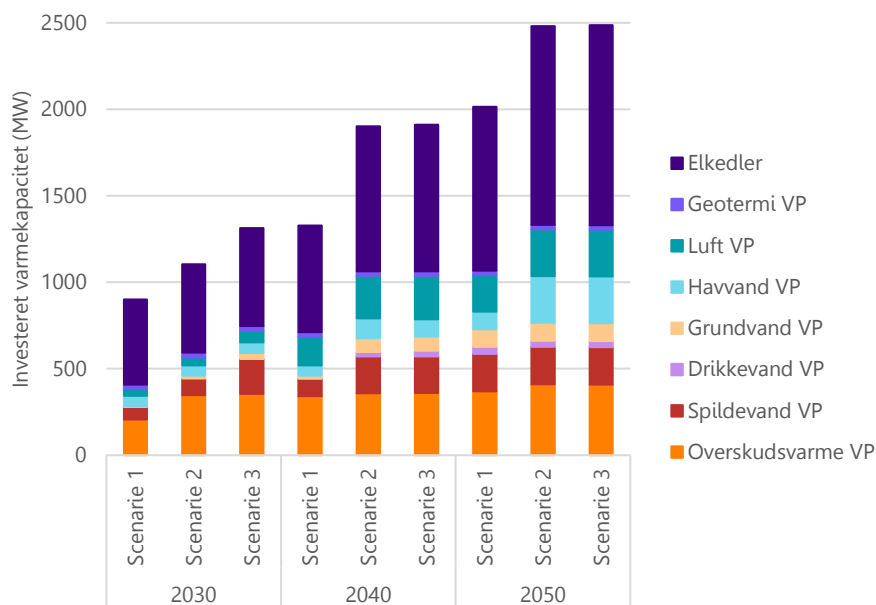
1. Indledning og opsamling

Størstedelen af fjernvarmen i hovedstadsregionen produceres i dag med biomasse- og affaldskraftvarme. Der er imidlertid et politisk ønske om at reducere biomasseforbruget til fordel for elbaserede og brændselsfrie teknologier. På den baggrund har Region Hovedstaden i regi af Energi på Tværs i 2025 gennemført en analyse af muligheder og udfordringer ved elektrificering af varmesystemet i regionen. Formålet med analysen er at give forsyningsselskaber og kommuner et opdateret beslutningsgrundlag, så de kan træffe informerede valg om fjernvarmens elektrificering, når tekniske eller politiske beslutningsanledninger opstår.

I analysen er der udarbejdet tre scenarier for udvikling af fjernvarme i regionen frem mod 2050:

1. **Referencescenarie.** med udgangspunkt i eksisterende planer og forventede tidsplaner for nedlukning af produktionsanlæg. I dette scenarie reduceres biomasseforbrug over tid.
2. **Biomassereduktionsscenario.** Her fremskyndes nedlukning af biomassebaserede varmeproduktionsanlæg.
3. **Målscenarie for biomassereduktion.** Ud over fremskyndet nedlukning, lægges nu også driftsbegrænsninger på tilbageværende biomasseanlæg. Driftsbegrænsninger sikrer, at biomasseforbruget reduceres med 50% i 2030 og med 75% i 2040 sammenlignet med 2025.

Alle scenarierne viser en stor udbygning med varmepumper og elkedler, og der sker dermed en markant elektrificering af fjernvarmen i hovedstadsregionen. I scenarie 1 udbygges der frem mod 2050 med ca. 1.100 MW varmepumper og ca. 950 MW elkedler, og i scenarie 2 og 3 sker en endnu større og særligt hurtige udbygning med de elbaserede varmeproduktionsteknologier.



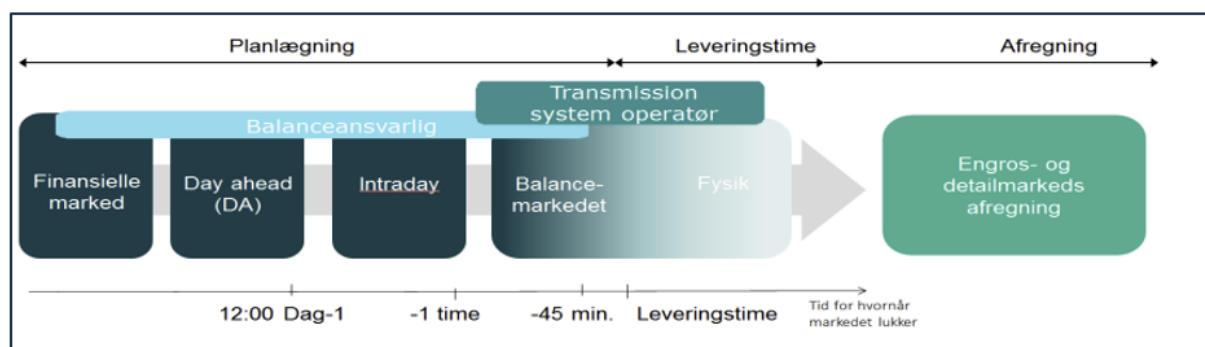
Figur 1: Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet i de tre scenarier (planlagt og modeloptimeret).

1.1. Analyse af økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet

I projektet er der set på forskellige barrierer og muligheder ved elektrificering, herunder potentiale og omkostninger for varmepumper og varmelagre, begrænsninger og muligheder i elnettet samt arealbehov til nye produktionsanlæg og lagre. En andet væsentlig forudsætning for at gennemføre elektrificeringen er, at der sikres et godt samspil med elmarkedet, så der kan opnås økonomiske fordele ved elektrificeringen. Samspillet med elmarkedet er fokus på delanalysen "Økonomiske fordele ved elektrificering og samspil med elmarkedet", som beskrives i nærværende rapport. Analysen giver et overblik over elmarkederne og deres forventede udvikling og beskriver business cases for tre udvalgte elektrificeringsprojekter, to store varmepumper og en elkedel. I notatet analyseres mulighederne for, at varmepumper og elkedler kan opnå positive gevinster ved at deltage i markederne for systemydelse.

1.2. Elmarkedet

Nedenstående figur giver et overblik over elmarkederne. Det vigtigste marked er day-ahead eller spot-markedet, hvortil bud skal gives inden kl. 12 dagen før driftsdøgnet. Spotprisen fastlægger elprisen for størstedelen af den strøm, som købes eller sælges. Efterhånden som driftstimen nærmer sig, kan der dog opstå ubalancer mellem forbrug og produktion, og det er muligt for aktørerne at handle sig på plads i intraday-markedet og senere for TSO'erne at købe og aktivere regulerkraft til at sikre balancen.



Figur 2: Oversigt over elmarkederne.

Foruden handel med energi køber Energinet også adgang til reserver for at kunne sikre elforsynings sikkerheden ved uforudsete hændelser i elsystemet. Disse reserver får både betaling for kapacitet og energilevering, hvis de aktiveres. En oversigt over de indkøbte reserver er vist i figuren og tabellen nedenfor. Der indkøbes forskellige reserver med forskellige krav til aktiveringshastighed og automatik. I Østdanmark (DK2) er de hurtigste reserver FFR, derefter kommer FCR-N og FCR-D, derefter aFRR og endelig mFRR, som er den reserve, der indkøbes langt mest af i Østdanmark.



Figur 3. Overblik over reserver i Danmark.

År	mFRR op	mFRR ned	aFRR op/ned	FCR-D op	FCR-D ned	FCR-N
2025	350-600	0-200	40-60	42	42	18
2028	500-600	200-300	60-80	40-44	40-44	15-20

Tabel 1. Behov for systemydelser (reservekapacitet) i DK2, nu og om tre år (2028) - tal i MW (ref. Energinet).

I rapporten gennemgås karakteristika og priser for de forskellige markeder, og der ses på forventninger til udviklingen af markederne. Nogle overordnede konklusioner er:

- Elmarkedet er særdeles veludviklet, og der findes en række muligheder for indtjening og optimering af kraftvarmeverker og elbaserede varmeproduktionsanlæg.
- Det største og vigtigste marked er elspotmarkedet. Priserne er blevet gradvist mere varierende mellem timer, døgn og uger, og denne udvikling forventes at fortsætte i fremtiden.
- Udover elspotmarkedet findes forskellige markeder for systemydelser. Omsætningen i systemydelsesmarkederne er steget til 2,5 mia. kr. og udgjorde i 2024 ca. 1/8 af omsætningen i elspotmarkedet.

- Den største kapacitet og største omsætning er for de lidt langsommere reserver (aFRR og mFRR), hvor behovet ventes at stige i fremtiden.
- De hurtigere reserver har oplevet prisfald i de seneste 1-2 år pga. øget udbud, og behovet forventes ikke at stige markant i fremtiden.

1.3. Tre elektrificeringscases: Varmepumper og elkedler

I dag dækkes varmemeforbruget i hovedstadsområdet helt overvejende af affald og biomasse. I projektets hovedanalyse er der gennemregnet tre forskellige scenarier for udvikling af varmeproduktionen i hovedstadsområdet, og i de fremtidige scenarier er varmeproduktionen mere sammensat af forskellige kilder. På tværs af scenarierne er det langsigtede billede det samme. Frem mod 2050 vil varmeproduktionen i høj grad blive elektrificeret i form af en række forskellige varmepumper og elkedler, der i højere grad bruges som spidslastkapacitet. Hovedrapporten har haft fokus på det overordnede billede med varmeproduktion på årsniveau og de generelle tendenser for udviklingen. I denne delanalyse ses nærmere på driften af anlæggene på timeniveau, hvor driften er optimeret efter varmemeforbrug, brug af varmelagre og tæt samspil med elspot-markedet. Der fokuseres på den optimale drift i elmarkedet for udvalgte anlæg. Til det formål er der udvalgt tre konkrete cases til nærmere analyse:

- Luftvarmepumpe i Solrød (VEKS) – 37 MW varme
- Spildevandsvarmepumpe i Hillerød – 12 MW varme
- Elkedel i København (HOFOR) – 85 MW varme

De aktuelle cases er udvalgt for at dække forskellige typer af produktionsanlæg og forskellige geografier. De konkrete projekter er et resultat af modellens optimeringer og er derfor ikke projekter, der endnu er planlagt eller besluttet. I analysen ses der på den optimale drift i forhold til elspot-markedet, men dertil kommer, at der også er gennemført analyser af den mulige indtjening ved leverancer af systemydelser. I analysen fokuseres på de manuelle systemydelser for balancering, og der opstilles beregningseksempler, der viser, hvordan deltagelse i systemydelsesmarkederne kan bidrage til den samlede økonomi.

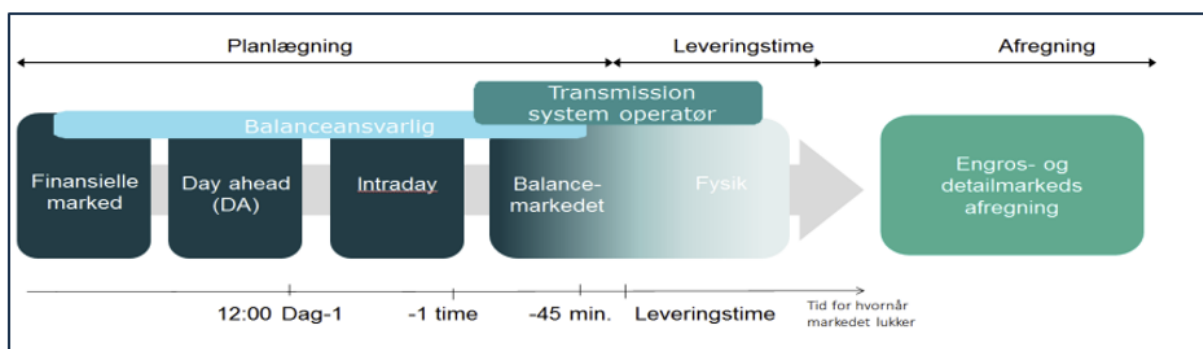
Samlet set giver case-analyserne anledning til følgende overordnede konklusioner:

- Det er vigtigt, at drift indrettes fleksibelt, hvis den maksimale gevinst i elmarkedet skal opnås. Det gælder både fleksibilitet af det enkelte anlæg og fleksibelt samspil med øvrige produktionsanlæg og varmelagre i systemet (effektiv lastfordeling).
- Der er potentielt store indtjeningsmuligheder i markederne for systemydelser – så store at de kan være drivende for investeringer i elkedler – men også stor usikkerhed om fremtidige priser.
- Flexibel drift og levering af systemydelser vil øge værdien af vedvarende energi (sol/vind) og dermed understøtte den grønne omstilling.

2. Elmarkedet i Danmark

Elmarkedet i Europa er særdeles veludviklet, og der findes flere forskellige elmarkeder, hvor el kan handles. Figur 4 giver en oversigt over elmarkederne i tidsmæssig rækkefølge:

- Finansielle marked
- Day-ahead eller spotmarkedet
- Intraday markedet
- Balancemarkedet
- Reservemarkedet



Figur 4: Oversigt over elmarkederne.

I det finansielle marked handles ingen fysiske kWh, men finansielle produkter knyttet til fremtidigt køb og salg af el.

2.1. Day ahead marked (spotmarked)

I spotmarkedet handles størstedelen af el, og spotmarkedet er derfor det væsentligste marked til vurdering af mulig indtjening i elmarkedet.

Handel på day-ahead marked sker efter en fast tidsplan. Inden kl. 10.00 dagen inden driftsdøgnet oplyser de nordiske systemansvarlige virksomheder igennem børserne, hvor meget kapacitet på forbindelserne mellem budområderne, der er til rådighed for day-ahead for det næste døgn. I Danmark varetages dette af Energinet.

Senest kl. 12.00 indmelder elleverandører og producenter købs- og salgsbud på mængde og elpris til børserne, og markedet lukker derefter for yderligere handel. Buddene kan indmeldes på timebasis eller som blokbud over flere timer. Et timebud angiver mængde og elpris for en konkret time i driftsdøgnet. Et blokbud angiver mængde og gennemsnitlig elpris for mindst tre sammenhængende timer. Blokbud accepteres enten i sin helhed eller slet ikke.

Senest kl. 13.00 matches alle købs- og salgsbud under hensyn til de begrænsninger, der er i elnettet. På denne måde udregnes 24 timepriser for alle budzoner i hele Europa gennem en fælles

elprisberegningssalgoritme. Når udbud og efterspørgsel er matchet, offentliggøres elpriserne, og aktørerne informeres om, hvilke mængder de har handlet.

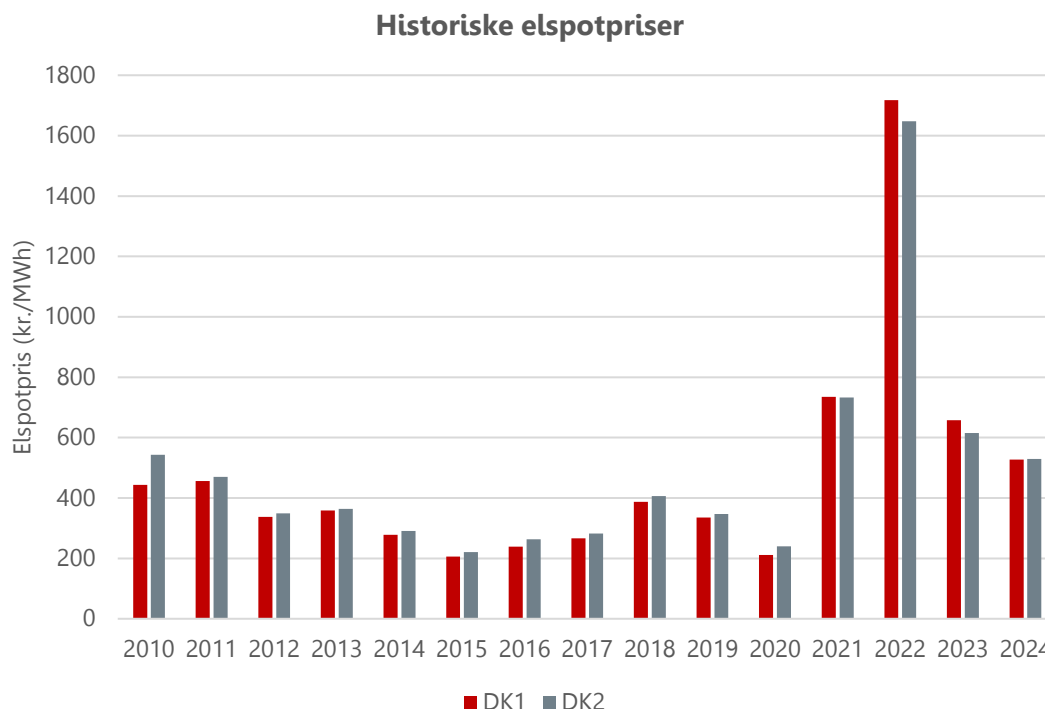
På grund af flaskehalse i det nordiske system opererer day-ahead-markedet med en række budområder, mellem hvilke elpriserne kan variere, afhængig af produktion, forbrug, og tilgængelig kapacitet på inter-konnektorerne. Der er dog fastsat et loft og en bund for elpriserne på markedet. Elpriser lavere end -500 EUR/MWh eller højere end 3.000 EUR/MWh accepteres ikke. I fald der kun kan dannes elpriskryds uden for disse ekstrempriker, afkortes de indkomne bud pro rata.

For at sikre at balancen mellem køb og salg af el konstant opretholdes, har udvalgte aktører på elmarkedet status som "balanceansvarlige". Al produktion, forbrug og handel med el skal være tilknyttet en balanceansvarlig aktør, som køber/sælger ubalancer, hvor nødvendigt.

Efter liberaliseringen for snart 25 år siden er det danske elmarked i stigende grad integreret i den nordvestlige region af det sammenhængende europæiske elmarked. Der er foretaget betydelige investeringer i transmissionsforbindelser mellem landene, og reglerne for samhandel er fuldt harmoniseret i EU og Norge. Det betyder, at elpriserne i Danmarks to prisområder er fuldstændig afhængige af prisudviklingen i naboområdet.

Som det ses i Figur 4, har de danske elspotpriser, målt som årgennemsnit, svinget mellem 200 kr./MWh og 600 kr./MWh i årene frem til og med 2020. De vigtigste drivere for prisen har været: vådår/tørår i Norden, brændsels- og CO₂-priser samt internationale kriser og krige. Især på grund af krigen i Ukraine, og det unormale gasmarked i optakten til krigen, var elpriserne i 2021 og især i 2022 ekstreme. I 2023 blev cirka 17 % af elproduktionen i EU genereret af naturgasfyrede kraftværker¹. Denne andel forventes at blive reduceret markant frem mod 2035.

¹ Eurostat. "Energy Statistics - Latest Trends from Monthly Data." European Commission. Tilgået 20. maj 2025. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_latest_trends_from_monthly_data

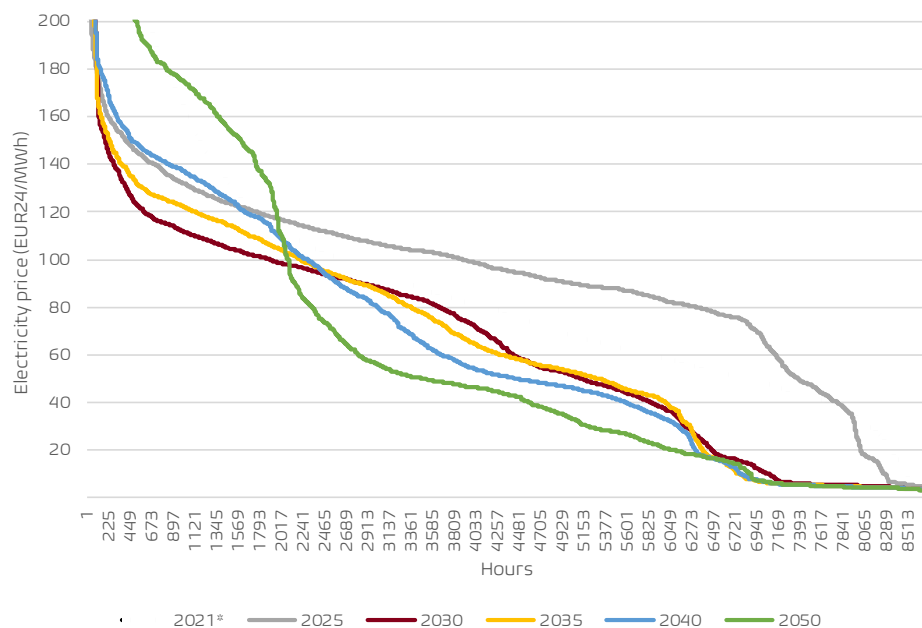


Figur 5: Elspotprisens udvikling i Danmark for perioden 2010–2024. Angivet i 2024-priser. Elspotpriserne er hentet fra Energinets data service².

Forudsætninger om grundlæggende timeprisudvikling i elmarkedet er i dette projekt baseret på modelanalyser med Balmorel med forudsætninger om udvikling i det europæiske elmarked, det europæiske brintmarked samt udvikling i eltransmission og brintinfrastruktur. Desuden indgår forudsætninger om udvikling af brændsels- og CO₂-priser, og her har projektets arbejdsgruppe besluttet, at priser fra Energistyrelsens Klimafremskrivning 2025 er lagt til grund. Den resulterende elpris adskiller sig dog fra Energistyrelsens elprisfremskrivning, da den er beregnet med Balmorel og baseret på andre forudsætninger om udvikling af elsystemet.

I Figur 5 ses de elpriser, der indgår i scenarieanalyserne, og som er beregnet under forudsætning om fortsat grøn omstilling i Europa samt af fortsat integrerede elmarkeder. Der indgår en betydelig udbygning af vind og sol, samt øget anvendelse af prisfleksibilitet på forbrugssiden. Elkedler, varmepumper, elbiler, produktionsindustri og især fremtidens elektrolyseanlæg spiller her en afgørende rolle, og især efter 2035.

² Energinet. "Elspot Prices." Energi Data Service. Tilgængeligt 20. maj 2025. <https://www.energidataservice.dk/tso-electricity/Elspotprices>



Figur 6: Fremskrivning af elspotprisens varighedskurve i Danmark (DK2) i 2025, 2030, 2035, 2040 og 2050 sammenlignet med ekstremåret 2021.

Allerede i 2035 forventes elmarkedets afhængighed af fossile brændsler at være markant lavere end i dag, hvorved risikoen for ekstrempriser som følge af knaphed på brændsler bliver lavere. Derimod kan elmarkedet i højere grad end i dag opleve prisudsving som følge af ekstreme klima-år. Sådanne prisudsving ventes dog ikke at være langvarige.

Figuren viser, at der må forventes betydelige elprisforskelle i et normalt klima-år i 2035 og i 2050. Der er mange timer med nulpriser og mange timer med priser omkring 1.000 kr./MWh eller højere, hvilket sender signaler til, hvordan en optimal varmforsyning bør dimensioneres og lastfordeles.

De gennemsnitlige danske elpriser er beregnet til henholdsvis 633 kr./MWh i 2025 og 529 kr./MWh i 2050. Det er noget højere end de historiske elpriser frem til 2020, men markant lavere end ekstrem-årene 2021 og 2022.

		2025	2030	2035	2040	2050
Gennemsnitlig elpris i Østdanmark (uvægtet)	Kr./MWh	633	477	469	454	529

Tabel 2. Elpriser. Angivet i 2024-priser.

2.2. Intraday-markedet

Intraday-markedet er et marked, som bruges af aktører til at handle sig selv i balance, når produktions- eller forbrugsplaner ændrer sig.

Kl. 15.00 dagen inden driftsdøgnet (efter at spotmarkedet er lukket) offentliggør børsene de for intraday-handlen tilgængelige kapaciteter. Herefter forløber handelen kontinuerligt frem til en time før den pågældende driftstime. Intraday-handler gennemføres løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at en algoritme matcher de bedste købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris, på "first come first serve" basis, ligesom mange kender det fra aktiemarkedet. Handelen foregår som kontinuerlig implicit allokering, hvor timeenergier og transmissionskapacitet handles samtidigt. Intradaymarkedet lukker en time før driftstimen.

2.3. Regulerkraftmarked/ balancemarked

Med lukningen af intradaymarkedet en time før driftstimen tager den systemansvarlige (Energinet) over og styrer balanceringen ved hjælp af bud i regulerkraftmarkedet.

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem og handles på det fællesnordiske regulerkraftmarked, Nordic Operational Information System (NOIS).

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Der er to muligheder for deltagelse på markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver (se beskrivelse af reservemarkeder nedenfor). Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud på opregulering i en fastdefineret tidsperiode. De manuelle reserver skal derfor bydes ind i markedet. Alternativt kan en aktør afgive frivilligt regulérkraftbud.

Omkostningerne/indtægter ved køb/salg i regulerkraftmarkedet fordeles derefter ud på de balanceansvarlige aktører, der har ubalancer. Dette sker i balancemarkedet, som er et marked mellem den systemansvarlige og de balanceansvarlige.

2.4. Reserver

Systemydelse er reserver, som de systemansvarlige virksomheder (TSO'erne) køber for at sikre balance mellem forbrug og produktion og dermed en stabil elforsyning. I Danmark er det Energinet, der betaler virksomheder og anlæg for at skrue op eller ned for produktion eller forbrug, enten inden for få sekunder eller over længere tid.

Der skal være balance mellem elforbrug og elproduktion på alle tider af døgnet. Denne balance stabiliserer frekvensen i elsystemet omkring 50 Hz.

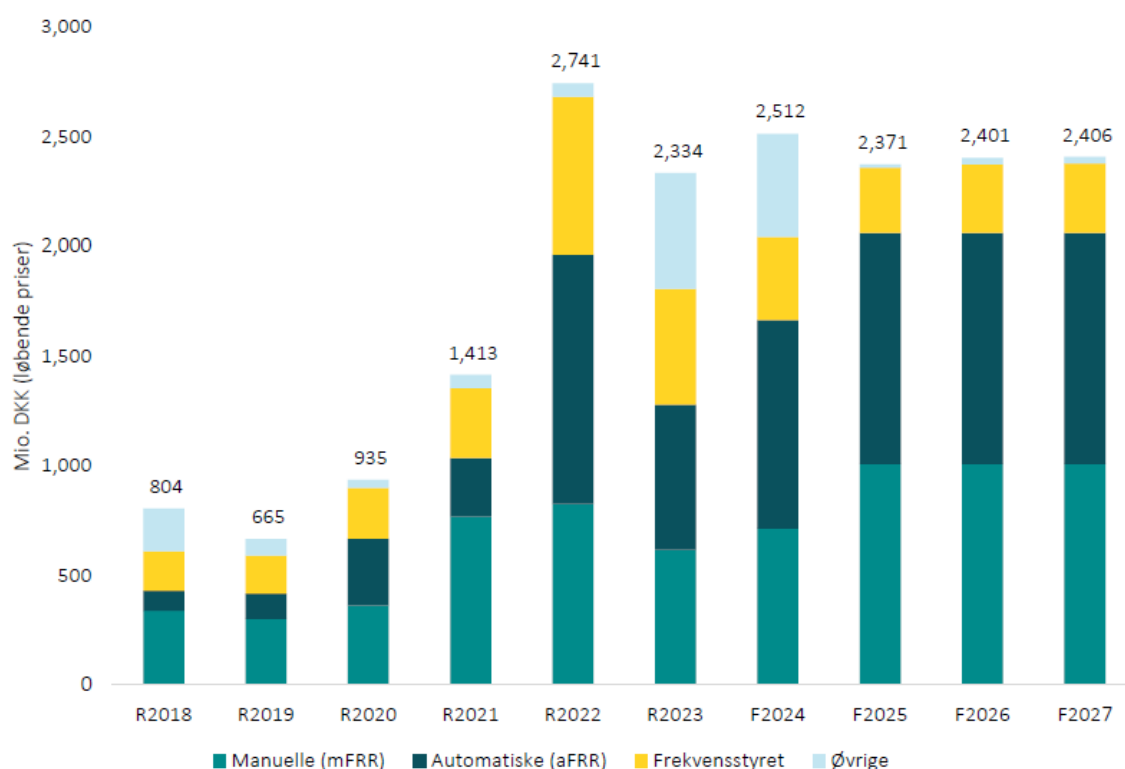
Der findes seks forskellige typer af reserveprodukter. I Figur 7 rangeres produkterne efter, hvor hurtigt de kan aktiveres. Racerbilen illustrerer produkter med kort reaktionstid og en lille energileverance, som f.eks. kan leveres af batterier. Lastbilen illustrerer produkter med lang reaktionstid og en høj energileverance, som f.eks. kan leveres af kraftværker.



Figur 7. Overblik over reserver i Danmark.

De forskellige typer af reserver uddybes i næste kapitel.

Energinets samlede omkostninger til køb af reserver i vist i figuren nedenfor. Det fremgår, at betalingen i dag er ca. 2,5 mia. kr. årligt, og at betalingen er steget markant fra under 1 mia. kr. i 2018-2020. Størstedelen af betalingen går i dag til de langsomste reserver, aFRR og mFRR, som også er de største markeder kapacitetsmæssigt. Til sammenligning var omsætningen til køb af el i elspotmarkedet i 2024 ca. 20,1 mia. kr.³, omsætningen i reservemarkederne var i 2024 ca. 13% af omsætningen i elspotmarkedet.



Figur 8. Energinets indkøb af reserver 2018-2027. Kilde: Energinets "Fremskrivning af Energinets tariffer 2025-2027".

³ I 2024 var bruttoelforbruget 38,4 TWh ifølge Energistyrelsens månedlige elforsyningsstatistik, mens den gennemsnitlige elpris var 530 kr./MWh i elspotmarkedet.

3. Markeder og priser for systemydelser i DK2

3.1. Budzoner og markeder

Det danske elsystem er inddelt i to budzoner, DK1 og DK2. DK1 består af Jylland og Fyn og er synkroniseret med Kontinentaleuropas elnet. I DK1 bruges systemydelsesprodukterne FCR, aFRR og mFRR. DK2 består af Sjælland og Bornholm og er synkroniseret med det nordiske elnet. I DK2 bruges produkterne FFR, FCR-N, FCR-D, aFRR og mFRR.

Alle systemydelsesprodukter handles på hvert sit kapacitetsmarked, hvor deltagerne bliver betalt for at stå til rådighed med deres fleksible kapacitet. De hurtige produkter (FFR, FCR-D, FCR-N og FCR) aktiveres automatisk i henhold til frekvensen i elnettet. For mFRR og aFRR findes der særskilte energiaktiveringsmarkeder, hvor deltagere modtager betaling, når deres bud aktiveres. Se Figur 9.



Figur 9. Markeder for reserver i DK1 og DK2.

3.2. Beskrivelse af markedsprodukterne

mFRR

mFRR, Manual Frequency Restoration Reserve, afhjælper store ubalancer, og ved aktivering sikrer de manuelle reserver opretholdelse af balancen i elsystemet over længere perioder med ikke-planlagte udsving i produktion eller forbrug.

mFRR kan leveres af både produktions- og forbrugsenheder, som modtager signaler fra Energinets Kontrolcenter (Figur 10).

mFRR-kapacitetsmarked

I kapacitetsmarkedet indkøber Energinet kun opreguleringskapacitet i DK1 og DK2 samt nedregulering i

DK2. Behovene varierer dog og fastsættes som noget nyt efter dynamisk dimensionering, som tager højde for en lang række faktorer, bl.a. delingsmulighederne over Storebælt. mFRR-kapacitetsmarkedet er et fælles marked, der dækker Danmark, Sverige og Finland. Når et bud bliver valgt i kapacitetsmarkedet, forpligtes man til at melde bud ind i energiaktiveringsmarkedet.

mFRR-energiaktiveringsmarked

Energinet beregner hvert kvarter sit behov for mFRR, hvorefter en fælles nordisk algoritme udvælger hvilke bud der skal bruges til både op- og nedregulering i DK1 og DK2. Det fælles nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked består af Danmark, Norge, Sverige og Finland. Her findes både de bud, der skal byde ind, fordi de er valgt i kapacitetsmarkedet, og de "frivillige bud", som er meldt ind i energiaktiveringsmarkedet uden tidligere at være blevet valgt i kapacitetsmarkedet. Energiaktiveringen af mFRR vil i 2026 overgå til det fælleseuropæiske mFRR-energiaktiveringsmarked, MARI.

mFRR	DK1	DK2
 BEHOV	BEHOV I 2025 PÅ 350-600 MW OPREGULERING OG 0 MW NEDREGULERING I DK1.	BEHOV I 2025 PÅ 350-600 MW OPREGULERING OG 0-200 MW NEDREGULERING I DK2.
 INDKØB	ENERGINET INDKØBER MFRR-KAPACITET TIME FOR TIME GENNEM DAGSAUKTIONER MED CLEARING EFTER MARGINALPRISEN.	ENERGINET INDKØBER MFRR-KAPACITET TIME FOR TIME GENNEM DAGSAUKTIONER MED CLEARING EFTER MARGINALPRISEN. I DK2 INDKØBES DESUDEN LANGSOMME RESSOURCER PÅ MÅNEDSBASIS. DISSE BLEV TIDLIGERE KLASSIFICERET SOM MFRR-INDKØB.*.
 ENERGIAFREGNING	MFRR-ENERGIAKTIVERING AFREGNES TIL DEN MARGINALE MFRR-ENERGIAKTIVERINGSPRIS.	MFRR-ENERGIAKTIVERING AFREGNES TIL DEN MARGINALE MFRR-ENERGIAKTIVERINGSPRIS.

**Månedsauktionerne i DK2 køres på faste dage hver måned. Udbuddet sendes ud den 25. i måneden og auktionen afholdes den 26. kl. 10.00 hver måned.*

Figur 10. mFRR, behov, indkøb og betaling for kapacitet og energi. Kilde: Energinet.

aFRR

aFRR står for Automatic Frequency Restoration Reserve og kaldes også sekundærreserven. aFRR afhjælper større ubalancer og regulerer frekvensen tilbage til 50 Hz, efter primærreserven, FCR, har stabiliseret frekvensen. Generelt tjener aFRR to formål: Frigøre primærreserven, FCR, ved at genoprette frekvensen til 50 Hz og bringe ubalancer på udlandsforbindelser tilbage til den aftalte plan.

aFRR reguleres automatisk og kan leveres af både forbrugs- og produktionsenheder, der ved hjælp af reguleringsudstyr reagerer på et signal modtaget hvert 4. sekund fra Energinet. aFRR skal kunne leveres inden for 5 minutter.

Kapacitetsmarked for aFRR

Behovet for aFRR-kapacitet indkøbes dagen før driftsdøgnet i et dagligt, timebaseret kapacitetsmarked. Op- og nedreguleringsreserver indkøbes separat. Indkøbet i DK1 foregår på et lokalt DK1-marked, mens indkøbet i DK2 foregår på et fællesnordisk marked. Det forventes, at DK1 på længere sigt skal med i det nordiske aFRR-kapacitetsmarked. Når et bud bliver valgt i kapacitetsmarkedet, forpligtes man til at melde bud ind i energiaktiveringsmarkedet.

Energiaktiveringsmarked for aFRR

DK1 og DK2 er en del af det fælleseuropæiske aFRR-energiaktiveringsmarked, PICASSO. Ved indtrædelsen i PICASSO i oktober 2024 skiftede energiaktiveringsmarkedet karakter fra pro-rata aktivering til en forudbestemt pris for aktivering til aktivering i prissækkfølge baseret på aktørernes indmeldte priser. PICASSO-energiaktiveringsmarkedet handles i fire sekunders intervaller og prissættes efter aFRR-marginalprisen. I PICASSO findes både de bud der skal byde ind (som er valgt i kapacitetsmarkedet) og de "frie" bud som meldes direkte ind i energiaktiveringsmarkedet uden tidligere at være blevet valgt i kapacitetsmarkedet.

Figur 11 giver en oversigt over aFRR.

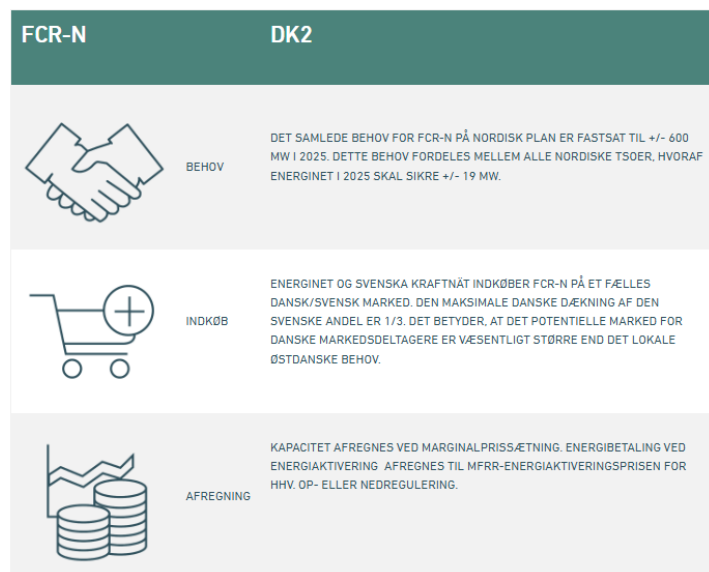
aFRR	DK1	DK2
	BEHOV BEHOVET I DK1 ER SOM UD GANGSPUNKT FASTSAT UD FRA ANBEFALINGERNE I ENTSO- E RG CONTINENTAL EUROPE OG UD GØR I 2025 100 MW TIL OPREGULERING OG 100 MW TIL NEDREGULERING I DK1.	BEHOVET I DK2 ER SOM UD GANGSPUNKT BASERET PÅ LØBENDE VURDERING AF ALLE DE NORDISKE TSOER. I 2025 HAR DEN SAMLEDE VOLUMEN I NORDEN VÆRET MELLEM 450-500 MW. HERAF ER DK2S BEHOV I 2025 CA. 40-60 MW.
	INDKØB AFRR-KAPACITET INDKØBES PÅ TIMENIVEAU MED SÆRSKILT AUKTION FOR OP- OG NEDREGULERING I DET LOKALE DK1 MARKED.	AFRR-KAPACITET INDKØBES GENNEM ET FÆLLES NORDISK MARKED PÅ TIMENIVEAU MED SÆRSKILT AUKTION FOR OP- OG NEDREGULERING I DET NORDISKE FÆLLESMARKED. UDVEKSLING MELLEM PRISOMRÅDER KAN SKE INDEN FOR EN RAMME PÅ 10% AF DEN TILGÆNGELIGE TRANSMISSIONSKAPACITET MELLEM PRISOMRÅDERNE.
	ENERGI- AFREGNING NÅR ET AFRR-KAPACITETS BUD HAR VUNDET, FORPLIGTER AKTØREN SIG TIL AT INDMELDE BUD PÅ AFRR- ENERGI AKTIVERINGSMARKEDET, SOM FORGÅR PÅ PICASSO. ENERGIBUD AKTIVERES PÅ BAGGRUND AF RESULTATERNE FRA PICASSOS ALGORITME OG AFREGNES TIL MARGINALPRIS (PAY-AS-CLEARED).	NÅR ET AFRR-KAPACITETS BUD HAR VUNDET, FORPLIGTER AKTØREN SIG TIL AT INDMELDE BUD PÅ AFRR ENERGI AKTIVERINGSMARKEDET, SOM FORGÅR PÅ PICASSO. ENERGIBUD AKTIVERES PÅ BAGGRUND AF RESULTATERNE FRA PICASSOS ALGORITME OG AFREGNES TIL MARGINALPRIS (PAY-AS-CLEARED).

Figur 11. aFRR. Behov, indkøb og betaling for kapacitet og energi. Kilde: Energinet.

FCR-N

FCR-N, Frequency Containment Reserve - Normal operation, også kaldet primær reserve, er til for at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og i resten af det nordiske synkronområde, i tilfælde af frekvensdyk eller frekvensspring. FCR-N aktiveres automatisk på baggrund af en måling af frekvensen i elnettet. FCR-N aktiveres når frekvensen afviger fra 50 Hz og er i frekvensbåndet mellem 49,9-50,1 Hz. FCR-N kræver en responstid på ca. 2,5 minutter og er den første reserve, der aktiveres i DK2 ved frekvensafgivelser. FCR-N handles i DK2 på et fælles dansk/svensk kapacitetsmarked.

FCR-N er et symmetrisk produkt, hvilket betyder, at der både skal kunne leveres op- og nedregulering. En lille frekvensafvigelse resulterer i en lille aktivering af FCR-N, mens en stor frekvensaktivering resulterer i en stor aktivering af FCR-N. Hvis frekvensen kommer udenfor frekvensbåndet 49,9-50,1 Hz skal reserven være fuldt aktiveret. Se endvidere Figur 12 for behov, indkøb og afregning af FCR-N.



Figur 12. FCR-N. Behov, indkøb og afregning. Kilde: Energinet.

FCR-D

FCR-D, Frequency Containment Reserve - Disturbance, også kaldet primær reserve, er til for at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og i resten af det nordiske synkronområde i tilfælde af frekvensdyk eller frekvensspring. FCR-D reguleres automatisk og kan leveres af både produktions- og forbrugsenheder, der ved hjælp af reguleringsudstyr reagerer på en måling af frekvensen. FCR-D kræver en hurtig respons, men kræver til gengæld meget lave energimængder. FCR-D handles i DK2 på et fælles dansk/svensk kapacitetsmarked.

FCR-D er et asymmetrisk produkt, hvilket vil sige at opregulering og nedregulering indkøbes separat. FCR-D opregulering aktiveres ved frekvenser lavere end 49,9 Hz og FCR-D nedregulering aktiveres ved frekvenser højere end 50,1 Hz. Figur 13 beskriver behov, indkøb og afregning for FCR-D.

FCR-D	DK2 opregulering	DK2 nedregulering
 BEHOV	DET SAMLEDE MAKSIMALE BEHOV FOR FCR-D OPREGULERING PÅ NORDISK PLAN ER FASTSAT TIL 1450 MW. DETTE BEHOV FORDELES MELLEM ALLE NORDISKE TSOER, HVORAF ENERGINET SKAL SIKRE 47 MW PÅ TIMEBASIS I 2025.	DET SAMLEDE MAKSIMALE BEHOV FOR FCR-D NEDREGULERING PÅ NORDISK PLAN ER FAST-SAT TIL 1400 MW. DETTE BEHOV FORDELES MELLEM ALLE NORDISKE TSOER, HVORAF ENERGINET SKAL SIKRE 45 MW PÅ TIMEBASIS I 2025.
 INDKØB	ENERGINET OG SVENSKA KRAFTNÄT INDKØBER FCR-D PÅ ET FÆLLES DANSK/SVENSK MARKED. DEN MAKSIMALE DANSKE DÆKNING AF DEN SVENSKKE ANDEL ER 1/3. DET BETYDER, AT DET POTENTIELLE MARKED FOR DANSKE MARKEDSDELTAGERE ER VÆSENTLIGT STØRRE END DET LOKALE ØSTDANSKE BEHOV.	ENERGINET OG SVENSKA KRAFTNÄT INDKØBER FCR-D PÅ ET FÆLLES DANSK/SVENSK MARKED. DEN MAKSIMALE DANSKE DÆKNING AF DEN SVENSKKE ANDEL ER 1/3. DET BETYDER, AT DET POTENTIELLE MARKED FOR DANSKE MARKEDSDELTAGERE ER VÆSENTLIGT STØRRE END DET LOKALE ØSTDANSKE BEHOV.
 AFREGNING	KAPACITETEN AFREGNES VED MARGINALPRISSÆTNING. LEVERANCER AF ENERGI FRA FCR-D RESERVER AFREGNES SOM ALMINDELIGE UBALANCER HOS DE AKTØRER, DER HAR BALANCEANSVARET FOR DE PÅGÆLDENDE ENHEDER.	KAPACITETEN AFREGNES VED MARGINALPRISSÆTNING. LEVERANCER AF ENERGI FRA FCR-D RESERVER AFREGNES SOM ALMINDELIGE UBALANCER HOS DE AKTØRER, DER HAR BALANCEANSVARET FOR DE PÅGÆLDENDE ENHEDER.

Figur 13. FCR-D. Behov, indkøb og afregning. Kilde: Energinet.

FFR

FFR, Fast Frequency Reserve, afbøder store frekvensdyk ved lynhurtigt at regulere anlæg. Formålet med FFR er udelukkende at reducere momentane og store frekvensændringer. FFR fungerer ved, at forbrugs- eller produktionsenheder overvåger frekvensen og reagerer, når frekvensen falder til 49,7 Hz eller derunder.

FFR fungerer derfor som syntetisk inert i elsystemet. Behovet for FFR opstår typisk i sommermånederne med perioder med lav inert i det nordiske synkronområde, grundet stor produktion fra solceller og lavt varmekonsum og derfor få termiske anlæg i drift. Turbinerne fra de termiske anlæg tilfører elsystemet inert i vha. rotationsenergi, hvilket sikrer at elsystemet er modstandsdygtigt overfor frekvensudsving. I perioder med meget vedvarende energi er nettet dermed mere sårbart over for pludselige ændringer. Behovet afhænger af den forventede systemtilstand. I timer med behov for FFR indkøbes typisk 0-30 MW i DK2. Behovet vurderes pr. time og offentliggøres før auktionen dagen før driftsdøgnet. Behov, indkøb og afregning er beskrevet i Figur 14.

FFR		DK2 opregulering
	BEHOV	BEHOVET FOR FFR I DK2 PROGNOTICERES LØBENDE OG OFFENTLIGGØRES PÅ ENERGI DATA SERVICE (FIND LINK I HØJRE SIDE). PROGNOSEN PER TIME FOR DET KOMMENDE DRIFTSDØGN (D+1) ER DEN MÆNGDE DER INDKØBES I AUKTIONEN FOR DET KOMMENDE DRIFTSDØGN.
	INDKØB	ENERGINET INDKØBER FFR GENNEM NATIONALE DØGNAUKTIONER PÅ TIMENIVEAU MED MARGINALPRISAFREGNING PER TIME.
	AFREGNING	KAPACITET AFREGNES EFTER MARGINALPRISSÆTNING. DER FORETAGES INGEN OPGØRELSE AF LEVEREDE ENERGIMÆNGDER. LEVERANCER AFREGNES SOM ALMINDELIGE UBALANCER.

Figur 14. Behov, indkøb og afregning i DK2. Kilde: Energinet.

Samlet overblik over systemydelser i DK2

Tabel 3 giver et samlet overblik over systemydelser i DK2 med specifikation af de tekniske og markedsmæssige krav for ydelserne.

DK2	FFR 	FCR-D 	FCR-N 	aFRR 	mFRR 
Produktnavn	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	Opregulering som et asymmetrisk produkt	Opregulering og nedregulering som to asymmetriske produkter	Op- og nedregulering som et symmetrisk produkt	Opregulering og nedregulering som to asymmetriske produkter	Dynamisk op- og nedregulering 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 nedregulering	aFRR-energiaktiveringsprisen	mFRR-energiaktiveringsprisen
Internationalt/nationalt marked	Nationalt	Nordisk	Nordisk	Kapacitet: Nordisk Energi: PICASSO	Kapacitet: Nordisk Energi: Nordisk mFRR EAM

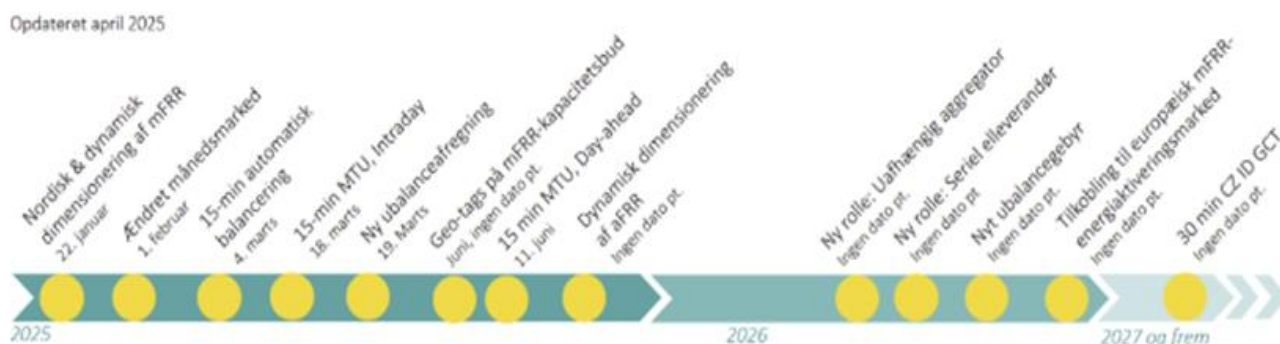
* For FFR, FCR-D og FCR-N angiver load faktoren andelen af ydelsen der er aktiveret baseret på den målt netfrekvens. For mFRR angiver load faktoren den gennemsnitlige kapacitet aktiveret i 2024. Der angives en load faktor for op- og nedregulering angivet med hhv. ↑ og ↓. ** Langsomme reserver indkøbes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

Tabel 3. Samlet overblik over systemydelser i DK2. Kilde: Energinet.

3.3. Markedsudvikling for systemydelser

Der sker mange ændringer på markederne for systemydelser i disse år:

- En ny og dynamisk dimensioneringsmetode betyder, at reserver indkøbes ud fra det forventede behov frem for en fast mængde.
- Kortere tidsopløsning bringer markederne tættere på den faktiske elforbrug- og produktion, og reserver handles på nordiske og europæiske platforme og finder vej til de områder, hvor behovet er størst.
- Herudover skal nye roller gøre det muligt for flere og nye typer aktører at komme ind på markederne



Figur 15. Markedsudvikling for systemydelser (ref. Energinet).

Figur 15 illustrerer udviklingen i 2025 og i de kommende år:

- Nordisk og dynamisk dimensionering af mFRR (**22. januar 2025**). Tidligere blev der indkøbt en fast mængde mFRR-reserver. Med indførelsen dynamisk dimensionering, indkøbes FRR-reserver (samlet mængde af FRR: mFRR plus aFRR) ud fra det forventede behov baseret på bl.a. vejrprognoser og ubalancer som følge af fluktuerende produktion fra VRE (sol og vind). Dynamisk dimensionering medfører, at den indkøbte mængde kan variere baseret på de forventede ubalancer i indkøbsperioden. Nordisk dimensionering har til formål at sikre en korrekt indkøbt mængde af kapacitet i Norden, og er en konsekvens af, at øgede normalubalancer kræver et højere kapacitetsindkøb. Metoden blev indført, fordi der fremadrettet ikke er behov for den samme mængde kapacitetsreserver i alle timer. Henholdsvis nordisk og dynamisk dimensionering blev indført samtidigt den 22. januar 2025.
- Ændret månedsmarked: **1. februar 2025** blev månedsmarkedet ændret, så Energinet nu udelukkende indkøber langsomme mFRR-reserver (fuld aktiveringstid over 12,5 minutter) på månedsmarkedet, mens standard mFRR-reserver kun indkøbes på dagsauktionen. Herudover blev der indført en grad af priselastisk indkøb, hvilket vil sige, at Energinets indkøb af mFRR-reserver på månedsauctionen er betinget af de forventede omkostninger til mFRR-reserver på dagsauktionen. Energinet indkøber dermed mFRR-reserver på den auktion, hvor kapaciteten forventes at have de laveste omkostninger.
- 15-min automatisk balancering: Det automatiske nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked, mFRR EAM (Energy Activation Market), blev implementeret den **4. marts 2025** som led i den trinvis proces imod integration til det fælleseuropæiske mFRR-energiaktiveringsmarked, MARI. mFRR EAM erstattede det timebaserede nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked og introducerer automatiseret balancering på kvartersniveau. Overgangen til 15-minutters tidsopløsning i mFRR-energiaktiveringsmarkedet er et EU-initiativ under Clean Energy Package for at integrere

og effektivisere de europæiske elmarkeder og understøtte integrationen af vedvarende energi. Implementeringen af 15-minutters automatisk balancering i Norden hører under det nordiske program Nordic Balancing model (NBM).

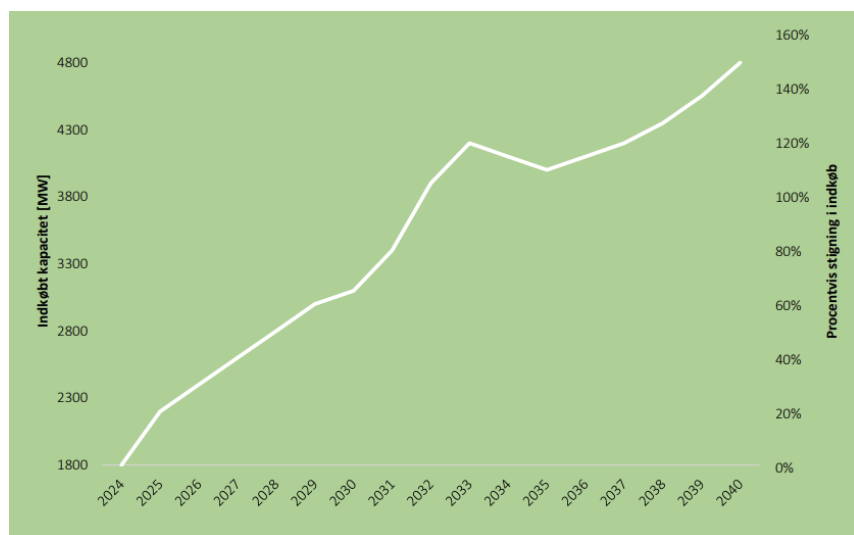
- **15-min MTU, Intraday (18. marts 2025):** Med indføring af 15-minutters MTU (Market Time Unit) i intraday markedet blev det muligt at handle på kvartersbasis i intraday – både i Intraday Auctions og kontinuerlig handel. 15-minutters tidsopløsning er et EU-initiativ under Clean Energy Package for at integrere og effektivisere de europæiske elmarkeder og understøtte integrationen af vedvarende energi.
- **Ny ubalanceafregning, 19. marts 2025:** Ny ubalanceafregning er en ændring af beregningen af ubalanceprisen, således at ubalanceprisen fastsættes på baggrund af prisen på både mFRR- og aFRR-energiaktiveringer. Desuden ændres den måde, hvorpå mFRR-aktiveringen afregnes i forhold til ubalancevolumen: afregnes til mFRR marginal energiaktiveringspris. Ændringen sker på baggrund af et krav i EBGL (Electricity Balancing Guideline).
- **15-min MTU, Day-ahead (11. juni 2025):** Med indføring af 15-minutters MTU i day-ahead markedet bliver det muligt at handle på kvartersbasis også i day-ahead-markedet. Day-ahead markedet er det sidste i rækken af elmarkeder, der overgår til 15-minutters tidsopløsning, efter både intraday og mFRR EAM. På implementeringsdagen er det hele det samlede SDAC (Single Day-ahead Coupling) -område, der overgår til 15-minutters tidsopløsning på samme tid. Det vil stadig være muligt at handle 60-minutters produkter samt 30-minutters produkter. 15-minutters tidsopløsning er et EU-initiativ under Clean Energy Package for at integrere og effektivisere de europæiske elmarkeder og understøtte integrationen af vedvarende energi.
- **Ny rolle: Uafhængig aggregator:** Denne nye rolle har mulighed for at levere de energirige systemydelser aFRR, mFRR og FCR-N uden selv at påtage et balanceansvar. Den balanceansvarlige vil blive ubalancekorrigeret samt kompenseret med spotprisen for aktiveret energi. Rollen som uafhængig aggregator stammer fra EU's Clean Energy Package.
- **Ny rolle: Seriel elleverandør:** Denne nye rolle medfører muligheden for at udskille forbruget fra fx en ladestander eller en varmepumpe i en separat opgørelse med henblik på en særskilt elleverance, således, at man fx kan have en elleverandør til ladestanderen og en anden elleverandør til huset.
- **Dynamisk dimensionering af aFRR**
Energinet arbejder på at forecaste behovet for aFRR-kapacitet og bruge forecasts til at indkøbe dynamisk i aFRR-kapacitetsmarkedet, ligesom det blev indført for mFRR-kapacitet i starten af 2025. Dynamisk dimensionering af aFRR vil i første omgang blive indført i DK1. Der er endnu ikke fastsat et tidspunkt for implementeringen af dynamisk dimensionering af aFRR.
- **Nyt ubalancegebyr:** Ændringen i ubalancegebyret indføres som en konsekvens af, at nordisk og dynamisk dimensionering af mFRR forventes at lede til øgede indkøb af reserver i perioder med forventede høje normalubalancer. Ubalancegebyret ændres således, at omkostninger til at dække et øget indkøb af mFRR kapacitet afholdes af de aktører, der forårsager ubalancer i systemet frem for over systemtariffen. Ændringen af ubalancegebyret skal metodegodkendes inden ubalancegebyret ændres. Der er endnu ikke fastsat en dato for implementeringen, og Energinet planlægger en gradvis indfasning af det ændrede ubalancegebyr.
- **Tilkobling til europæisk mFRR-energiaktiveringsmarked: MARI** er det fælles europæiske mFRR-energiaktiveringsmarked. Danmark tilslutter sig MARI samtidigt med de øvrige

Nordiske lande, og MARI erstatter således det nuværende nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked. Ligesom på det nuværende nordiske marked er der på MARI 15 minutters tidsopløsning og automatisk balancering. Overgangen til 15-minutters tidsopløsning i mFRR-energiaktiveringsmarkedet er et EU-initiativ under Clean Energy Package for at integrere og effektivisere de europæiske elmarkeder og understøtte integrationen af vedvarende energi.

- **30 min CZ ID GCT:** Europæisk regulering har fastsat, at de europæiske TSOer skal tillade grænseoverskridende (cross zonal - CZ) intraday (ID) handel frem til 30 min. før driftstidspunktet inden 1. januar 2026. I dag er lukketiden for markedet (gate closure time - GCT) 60 min. Formålet med den forkortede lukketid er at sikre bedre muligheder for, at markedets aktører kan handle sig i balance inden driftstidspunktet. Da det er Energinets vurdering, at der fortsat udestår en række nødvendige tidsbesparende forbedringer og automatiseringer af Energinets systemdrift, inden det er forsyningssikkerhedsmæssigt forsvarligt at overgå til 30 min. ID CZ GCT, har Energinet anmodet Forsyningstilsynet om udsættelse for kravet om implementering af 30 min. CZ ID GCT til senest 1. januar 2029. Energinet afventer Forsyningstilsynets afgørelse.

3.4. Behov for systemydelser i fremtiden

Energinet har i rapporten "Forventninger til fremtidens systemydelser 2024-2040" redegjort for deres prognose for behovet for systemydelser de kommende ca. 15 år. Behovsfremskrivningen er baseret på forudsætninger for elsystemets udvikling i Energistyrelsens analyseforudsætninger. Energinets fremskrivninger af behovet for systemydelser frem mod 2040 indikerer en betydelig stigning på cirka 150 % i det samlede behov for systemydelser, se Figur 16. Behovet forventes at stige markant frem mod 2033, efterfulgt af en mere moderat stigning fra 2033 til 2040. Det er vigtigt at bemærke, at denne overordnede fremskrivning dækker over forskelle for de enkelte produkter.



Figur 16. Energinets fremskrivninger af det samlede behov for reserver (ref. Energinet).

For DK2 regner Energinet med de i Tabel 4 viser forventede behov for systemydelser i DK2 i 2025 og 2028 (kapacitet). Særligt for mFRR forventes en stigning over de kommende 3 år.

År	mFRR op	mFRR ned	aFRR op/ned	FCR-D op	FCR-D ned	FCR-N
2025	350-600	0-200	40-60	42	42	18
2028	500-600	200-300	60-80	40-44	40-44	15-20

Tabel 4. Behov for systemydelser (reservekapacitet) i DK2, nu og om tre år (2028) - tal i MW (ref. Energinet).

Systemydelserne i Tabel 4 indkøbes alle som et asymmetrisk produkt, hvilket indebærer, at op- og nedreguleringsreserver indkøbes som separate produkter. Dette gælder dog ikke FCR-N, som er et symmetrisk produkt, hvor leverandøren samtidigt skal stille både opreguleringseffekt (ved underfrekvens) og nedreguleringseffekt (ved overfrekvens) til rådighed.

3.5. Oversigt over priser for de mest relevante produkter i DK2

Der er sket en betydelig udvikling af markederne for systemydelser over de seneste år, så de fleste produkter købes i timemarkeder, og priserne fastlægges løbende. Markedspriserne er desuden blevet betydeligt mere transparente, så alle interesserede kan følge aktuelle og historiske priser i markederne.

mFRR rådighedsbetaling

Gennem Energinets energidataservice er nedenstående tabeller lavet over priserne for kapacitetsbetaling for mFRR i dagsauktioner. Tallene er givet i DKK/MW/h og er summeret over et helt år. Der har ikke været indkøbt nedreguleringsreserver i DK2 før november 2024, hvilket afspejles af data i tabel 5.

mFRR up priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	10	49	76	215	367	208	989	433	24346
2024	13	49	51	51	116	51	316	55	9976
2023	25	46	49	52	116	50	317	57	30543
2022	27	46	49	53	150	54	455	56	6194
2021	48	60	60	84	134	60	354	115	1726
2020	0	0	0	0	52	0	543	0	7108

Tabel 5. Statistisk overblik over mFRR up rådighedspriser for dagsauktionen i DK2. Priser for 2025 omfatter data til og med juli 2025. Kilde: Energinets energidataservice.

mFRR down priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	0	0	0	21	86	15	306	74	19631
2024	0	0	0	0	1	0	27	0	104

Tabel 6. Statistisk overblik over mFRR down rådighedspriser for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

Det fremgår af Tabel 5, at den gennemsnitlige reservationspris for mFRR up har ligget på et niveau på 100-150 kr./MW/time i 2021-2024. I 2025 er prisen steget og har ligget markant højere. Før 2021 blev størstedelen af mFRR-kapaciteten indkøbt på 5-årige kontrakter fra få leverandører, og omkostninger lå på ca. 200 mio. kr. årligt for ca. 600 MW. Det svarer til en pris på ca. 35 kr./MW/time, og der er således sket en væsentlig prisstigning fra dette niveau.

Tabellerne 4 og 5 viser statistisk data hvor Gns. står for gennemsnit, og Q indikerer kvartiler (Q50 er der ved medianen, og svare til den midterste pris, når alle priser arrangeres fra lav til høj). Ydermere er der angivet gennemsnittet fra de laveste 25% data (<Q25), midterste 50% (Q25-Q75), samt de højeste 25% af data (Q75<). På den måde får man et indblik i, hvor meget priserne varierer.

Det kan fremhæves, at forskellene mellem Gns. Q25-Q75 og Q50 er relativt lille. Det gælder sådan set også for Q25 og Q75, hvorimod gennemsnittet varierer en del. Det ses også, at den maksimale værdi og

gennemsnittet af øverste kvartil er markant højere end de resterende priser. Det indikerer, at priserne ikke varierer særlig meget i størstedelen af årets timer, men at der er et mindretal af timer, hvor priserne er meget høje. Kan man stå til rådighed i disse timer, er der altså en væsentlig fortjeneste at hente.

De særligt høje priser skyldes typisk høj efterspørgsel kombineret med perioder med lav produktion fra vedvarende energikilder (for opregulering), men kan også skyldes begrænsede bud/aktører i markedet. Det seneste år er der sket væsentlige ændringer i indkøb af de manuelle reserver (som tidligere beskrevet) omhandlende inklusion af det svenske marked, dynamisk dimensionering og ændrede indkøbsmængder i dagsauktionerne. Disse ændringer kan have påvirket den prisstigning, der indtil videre er set i 2025.

Siden den 20. november 2024 har mFRR-kapacitet været indkøbt på et fælles marked med deltagelse af Danmark, Sverige og Finland. I tillæg hertil blev dynamisk dimensionering taget i brug med virkning fra driftsdøgnet 23. januar 2025. De høje priser hænger bl.a. sammen med, at Sverige har øget efterspørgslen efter opregulering siden årets start uden at udbuddet er fulgt tilsvarende med op.

Foruden dagsauktioner i Østdanmark, indkøbes ca. 200 MW langsomme mFRR-reserver i DK2 via månedlige udbud. Tidligere blev der indkøbt op til 360 MW på månedsauktionen, men fra og med februar 2025 er dette dog ændret, sådan at månedsmarkedet fremover er begrænset til 200 MW. Prisen i månedsmarkedet har det sidste år ligget konstant omkring 90-100.000 kr./MW/måned.

mFRR energiaktivering

Afregningen af energi sker til den marginale mFRR energipris (per kvarter) i det nordiske mFRR EAM (Energy Activation Market) marked.

aFRR rådighedsbetaling

aFRR-markedet i både DK1 og DK2 er blevet radikalt ændret med virkning fra 2. oktober 2024. I begge landsdele indkøbes rådigheden (aFRR-kapacitet) nu separat for op- og nedregulering på timebasis via daglige auktioner. Endnu mere afgørende er, at aktiveringen nu styres af den europæiske platform, PICASSO, baseret på aktørernes indmeldte priser for aktivering. Det er dermed også PICASSO, der er afgørende for afregningspriserne for aFRR-energiaktivering.

Historiske priser for aFRR rådighedsbetaling i DK2 er vist i tabellerne nedenfor. De gennemsnitlige priser ligger højere for aFRR end for mFRR og ligger på omkring 200 kr./MW/time. Ligesom for mFRR er der ikke så stor variation for den midterste halvdel af priserne (Q25-Q75), men de laveste og højeste priser afviger betydeligt fra gennemsnittet.

aFRR up priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	5	65	112	240	248	300	447	300	2062
2024	0	50	89	137	209	127	512	224	4294
2023	0	34	112	166	178	157	345	231	962

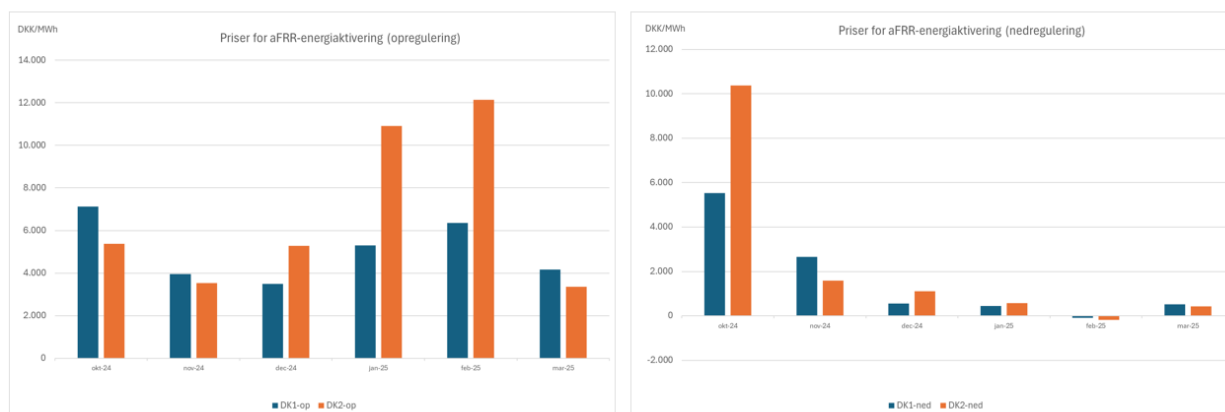
Tabel 7. Statistisk overblik over aFRR up rådighedspriser for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

aFRR down priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	0	5	19	52	87	39	240	157	623
2024	0	42	89	152	250	142	655	250	40195
2023	0	34	119	238	264	227	547	395	1487

Tabel 8. Statistisk overblik over aFRR down rådighedspriser for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

aFRR energiaktivering

aFRR-aktivering foregår i prissækkefølge og afregningen sker til marginalpris baseret på aktørernes indmeldte priser. Figur 17 viser energiaktiveringspriser for aFRR fra oktober 2024 til marts 2025.



Figur 17. Priser for aFRR energiaktivering siden oktober 2024. (PICASSO)

Frekvensstyrede reserver

I Østdanmark bliver der indkøbt fire frekvensprodukter, nemlig FCR-N, FCR-D opregulering, FCR-D nedregulering og FFR. De første tre produkter indkøbes på et fælles svensk-østdansk dagsmarked, mens FFR indkøbes lokalt i Østdanmark. Den omstændighed, at flere af markederne er fælles med Sverige betyder, at danske aktører ser ind i store markeder.

Historiske priser for FFR, FCR-N, og FCR-D rådighedsbetaling i DK2 er vist i de følgende tabeller. Der ses generelt den tendens, at priserne for de hurtige reserver (frekvensprodukterne) i starten af perioden har ligget højere end priserne for mFRR og aFRR og derfor prismæssigt har været de mest attraktive produkter. I de seneste 1-2 år er der dog set et markant prisfald, og prisen i disse markeder ligger nu markant lavere. Det hænger sammen med, at antallet af leverandører og dermed udbuddet er steget, bl.a. pga. udbygning med batterier og elkedler.

FCR-N priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	61	90	121	174	198	173	353	240	2222
2024	140	232	287	381	482	365	934	535	4911
2023	173	242	289	434	497	423	879	666	2786
2022	127	194	292	436	486	418	879	654	3575
2021	0	134	174	241	276	234	486	346	1401
2020	52	69	83	118	127	119	202	151	1146

Tabel 9. Statistisk overblik over FCR-N for dagsauktionen i DK2. OBS Total – både early og late auction. Kilde: Energinets energidataservice.

FCR-D up priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	6	9	13	29	42	28	101	47	941
2024	21	47	61	82	107	77	217	117	2512
2023	80	138	178	259	287	255	491	361	1879
2022	74	145	249	454	471	436	831	661	1748
2021	0	167	213	409	422	421	703	545	1290

Tabel 10. Statistisk overblik over FCR-D op for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

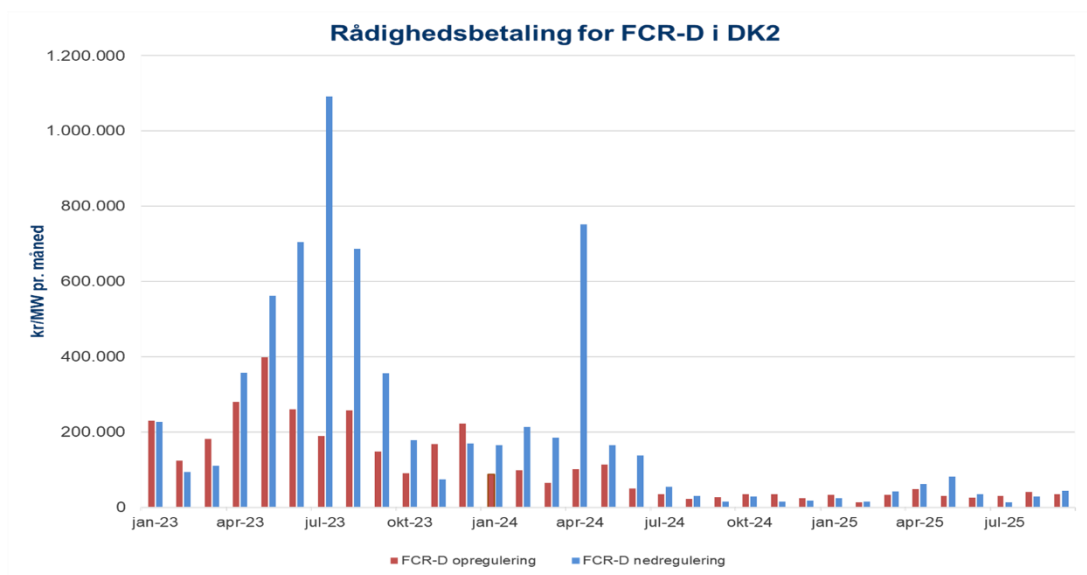
FCR-D down priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	8	11	15	28	53	28	145	46	5772
2024	24	62	96	173	327	163	899	295	16395
2023	0	0	0	0	31	0	283	0	1450
2022	35	63	103	200	279	162	654	377	3157

Tabel 11. Statistisk overblik over FCR-D ned for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

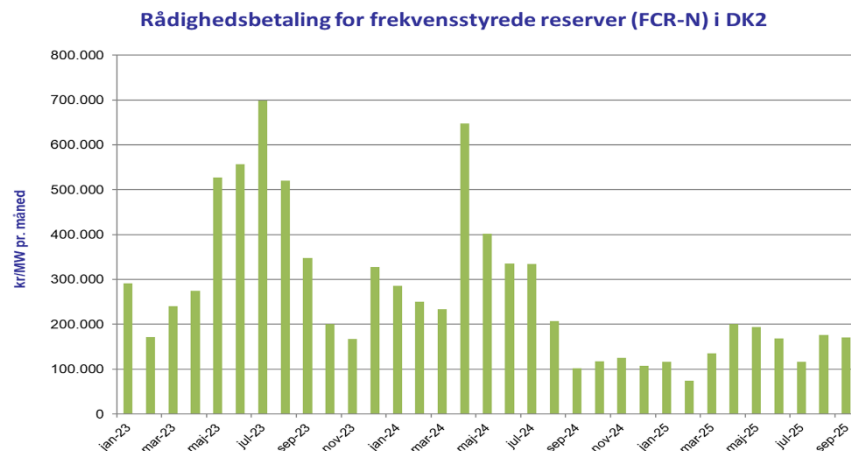
FFR priser (DKK/MW/h)	Min	Gns. <Q25	Q25	Gns. Q25-Q75	Gennemsnit	Q50	Gns. Q75<	Q75	Max
2025	0	0	0	0	23	0	164	0	2396
2024	0	0	0	0	30	0	175	0	3597
2023	0	0	0	0	113	0	983	0	14877
2022	0	0	0	0	427	0	2398	0	10312
2021	0	0	0	751	593	0	2327	857	7942

Tabel 12. Statistisk overblik over FFR for dagsauktionen i DK2. Kilde: Energinets energidataservice.

Figur 18 viser priserne for FCR-D kapacitet på månedsbasis fra januar 2023 til september 2025. Tilsvarende viser Figur 19 rådighedsbetalingen for FCR-N siden januar 2023 til september 2025. Det fremgår, at priserne generelt har været faldende for frekvensreserver som nævnt ovenfor. Derudover har der været tydelige årsvariationer, som har hængt sammen med tilgængeligheden af de store, centrale kraftvarmeanlæg. Det ser ud til, at disse årsvariationer ikke længere er udtalte, da antallet af leverandører, der også kan levere om sommeren, er steget.



Figur 18. Rådighedsbetaling for frekvensstyrede reserver, FCR-N) i DK2. Udvikling siden januar 2023. Kilde: Energinet.



Figur 19. Rådighedsbetaling for FCR-D i DK2 siden januar 2023. Kilde: Energinet.

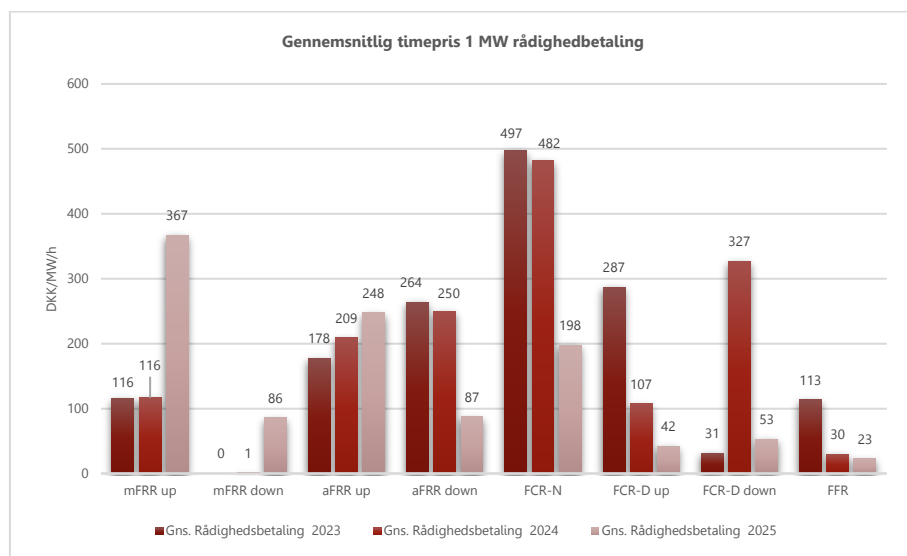
Sammenligning af priser på tværs af markederne

Nedenstående tabel viser gennemsnitlig rådighedsbetaling samt indkøbt kapacitet for de seneste år. Reservationsbetaling for hurtige ydelser (FCR-N, FCR-D) har historisk ligget højt (300-500 kr./MW/time). I de seneste 1-2 år er prisen dog faldet markant pga. nye aktører i markederne. Reservationsbetaling for de langsommere ydelser (aFRR, mFRR) har historisk ligget lavere, men er steget på det seneste. Niveau ligger på 100-200 kr./MW/time.

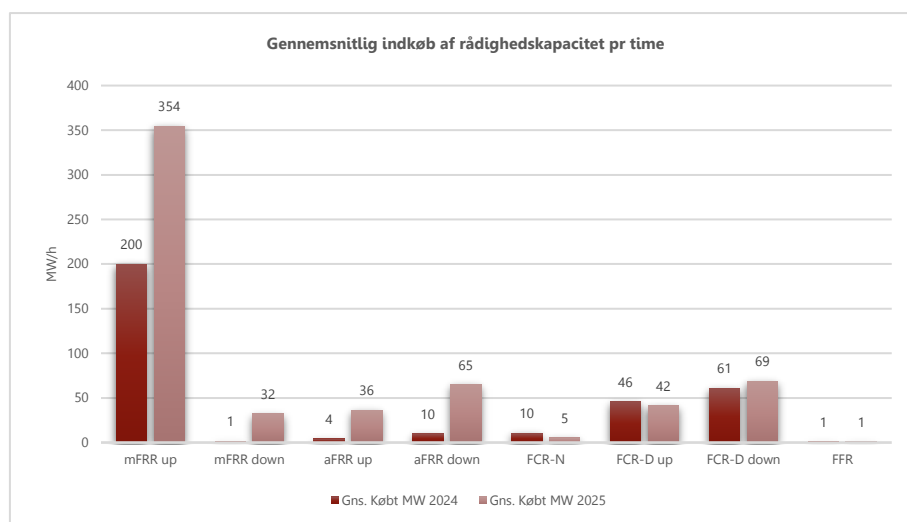
Produkt/marked	Gns. Købt MW	Gns. Købt MW	Gns. Rådighedsbetaling	Gns. Rådighedsbetaling	Gns. Rådighedsbetaling
År:	2024	2025	2023	2024	2025
enhed:	[MW/h]	[MW/h]	[DKK/MW/h]	[DKK/MW/h]	[DKK/MW/h]
mFRR up	200	354	116	116	367
mFRR down	1	32	0	1	86
aFRR up	4	36	178	209	248
aFRR down	10	65	264	250	87
FCR-N	10	5	497	482	198
FCR-D up	46	42	287	107	42
FCR-D down	61	69	31	327	53
FFR	1	1	113	30	23

Tabel 13. Gennemsnitlig rådighedsbetaling samt indkøbt kapacitet for 2023-2025 for forskellige typer af reserver i DK2.

Nedenstående grafer visualiserer tabellens data i henholdsvis Figur 20 og Figur 21.



Figur 20. Rådighedsbetaling for forskellige typer af reserver i DK2.

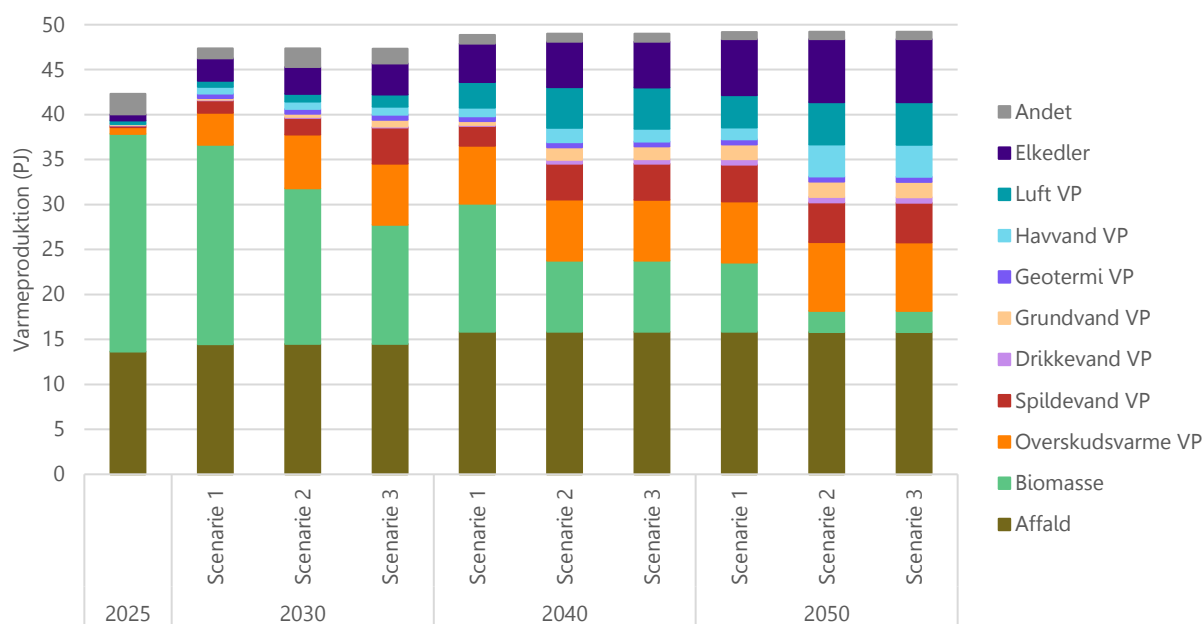


Figur 21. Indkøbt kapacitet af forskellige typer af reserver i DK2.

4. Økonomi ved tre elektrificeringscases

4.1. Cases for elbaseret varmeproduktion

I dag dækkes varmemeforbruget i hovedstadsområdet helt overvejende af affald og biomasse. I projektets hovedanalyse er der gennemregnet tre forskellige scenarier for udvikling af varmeproduktionen i hovedstadsområdet, og i de fremtidige scenarier er varmeproduktionen mere sammensat af forskellige kilder. På tværs af scenarierne er det langsigtede billede det samme. Frem mod 2050 vil varmeproduktionen i høj grad blive elektrificeret i form af en række forskellige varmepumper som grund- og mellemlast⁴, samt elkedler, der i højere grad bruges som spidslastkapacitet. Det ses af figuren nedenfor, at varmeproduktion fra forskellige typer af varmepumper øges markant i scenarierne frem mod 2050.



Figur 22. Varmeproduktion på tværs af år og scenarier.

Udbygningen med varmepumper i scenarierne er på kort sigt overvejende baseret på planlagte anlæg, som allerede er kendte, mens investeringer på lidt længere sigt er bestemt af modeloptimeringer. Ovenstående figur viser det overordnede billede med varmeproduktion på årsniveau. Men driften på alle anlæg er i modellen gennemregnet på timeniveau ved optimering efter varmemeforbrug og tæt samspil med elspot-markedet.

⁴ Grundlastenheder har typisk 4000-8000 fuldlasttimer, mens mellemlastenheder har 2000-4000 fuldlasttimer.

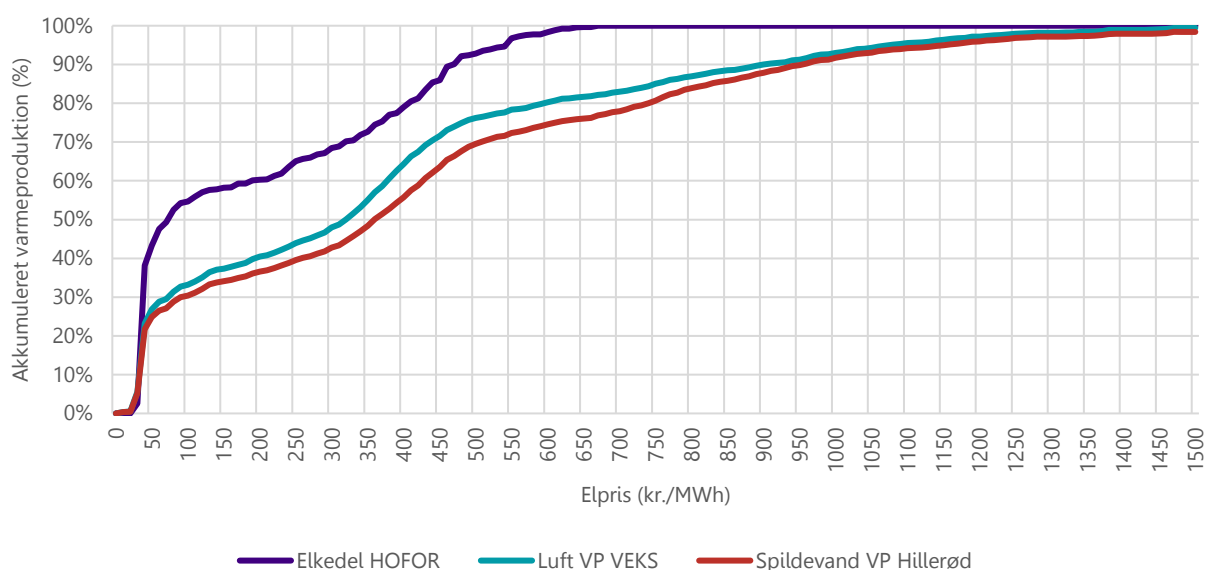
Det giver mulighed for at gå tættere på den optimale drift i elmarkedet for udvalgte anlæg. Til det formål er der udvalgt tre konkrete cases til nærmere analyse:

- Luftvarmepumpe i Solrød (VEKS) – 37 MW varme
- Spildevandsvarmepumpe i Hillerød – 12 MW varme
- Elkedel i København (HOFOR) – 85 MW varme

De aktuelle cases er udvalgt for at dække forskellige typer af produktionsanlæg og forskellige geografier. De konkrete projekter er et resultat af modellens optimeringer og er derfor ikke projekter, der endnu er planlagt eller besluttet.

4.2. Anlæggenes samspil med elspotmarkedet og varmesystemet

For at illustrere anlæggenes i elmarkedet og deres omkostninger og indtægter, er der udvalgt et enkelt år fra Balmorel-beregningerne af scenarier for hovedstadsregionen. Der er her fokuseret på 2035. I modelberegningerne er den gennemsnitlige uvægtede elspotpris 469 kr./MWh i 2035, men med markante time-mæssige variationer som resultat af store mængder sol- og vindenergi i elsystemet. Enkelte timer har priser over 2000 kr./MWh, mens der i andre timer er priser omkring 0 kr./MWh.



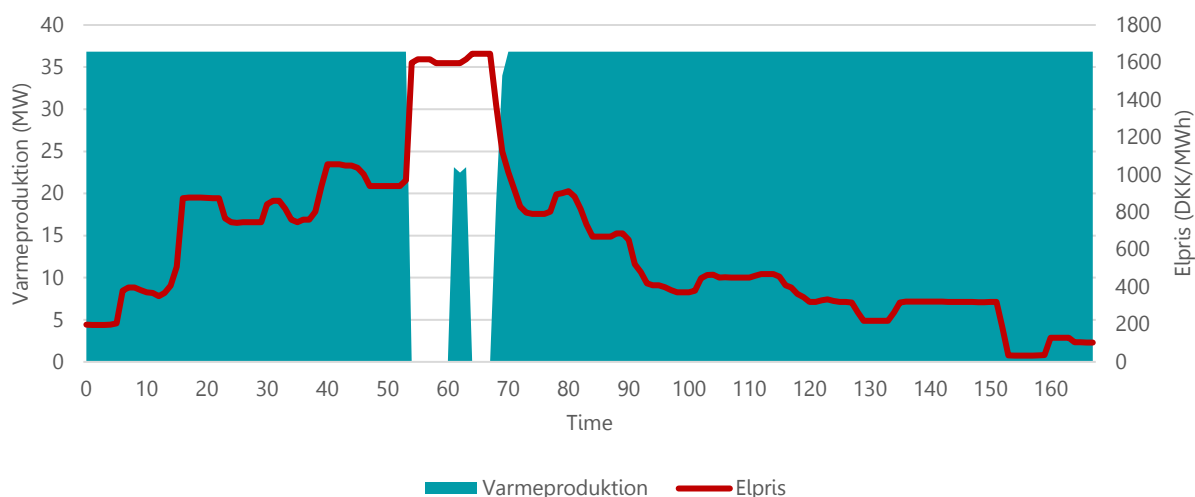
Figur 23. Akkumuleret varmeproduktion for forskellige elpriser i 2035.

Der er derfor store økonomiske gevinster ved at optimere varmeproduktionen under hensyntagen til de variable elpriser og tariffer. De tre varmeanlæg optimerer alle driften i forhold til elprisen, og har dermed realiserede gennemsnitlige elpriser, der er lavere end den uvægtede elpris. Det gælder dog i særlig grad for elkedlen, som grundet den lave virkningsgrad, har variable omkostninger, der er tæt forbundet til elmarkedet. Elkedlen har teknisk mulighed for yderst fleksibel drift og har kun omkring 1000 fuldlasttimer.

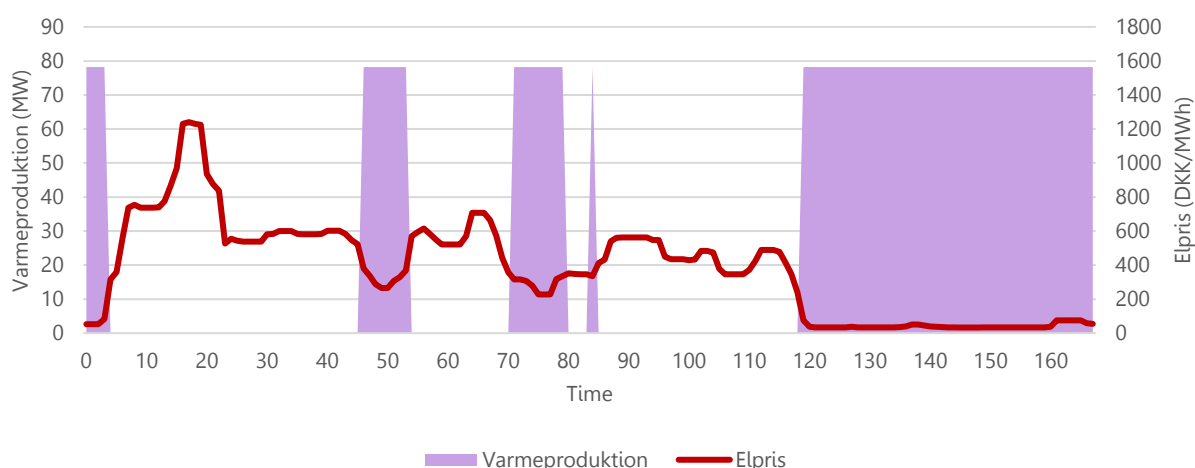
Det ses af Figur 23, at 90 % af varmeproduktionen sker ved elpriser lavere end det uvægtede gennemsnit på 469 kr./MWh, og 50 % sker ved elpriser under 75 kr./MWh.

De to varmepumper er mindre følsomme over for elprisen, da de er mere effektive end elkedlen. Omkring 65-75 % af varmeproduktionen sker på tidspunkter, hvor elprisen er lavere end det uvægtede gennemsnit på 469 kr./MWh. I scenarierne hvor en stor andel af varmesystemet er elektrificeret og biomassen er reduceret vil der desuden ikke være meget fleksibilitet til at vælge andre varmekilder. Udover den tilbageværende biomasse, affald og eventuelt fossile spidslastanlæg, vil der derfor ikke være andre muligheder end at bruge de mest effektive elbaserede teknologier i de koldeste timer. Derfor har begge varmepumper også minimum 5000 driftstimer.

Figur 24 og Figur 25 viser driften for luftvarmepumpen i Solrød og elkedlen i København. Det ses hvordan elkedlen i højere grad kører ved lavere elpriser, mens varmepumpen har mere kontinuerlig drift og kun undgår de højeste priser.



Figur 24. Drift af luftvarmepumpen i Solrød i uge 7 i 2035 i scenarie 2.



Figur 25. Drift af elkedlen i København i uge 6 i 2035 i scenarie 2.

4.3. Varmeproduktionsomkostninger for tre cases

Med udgangspunkt i den konkrete drift i el- og varmemarkedet er der gennemført beregninger af varme-produktionsomkostninger for de tre cases. Tabel 14 viser resultaterne.

		Elkedel HOFOR	Luftvarmepumpe VEKS	Spildevandsvarmepumpe Hillerød
Varmekapacitet	MW-varme	85	37	12
Elkapacitet	MW-el	86	11	4
Årlig varmeproduktion	GJ	332.318	658.434	235.759
Fuldlasttimer	timer	1086	4966	5457
Årligt elforbrug	GWh	93	53	15
Elpris (realiseret)	kr./MWh	191	384	429
COP (realiseret)	-	0,99	3,44	4,35
Årlige faste omkostninger	mio. kr.	15	34	11
- Årlig kapital	mio. kr.	7	29	9
- Fast D&V	mio. kr.	1	1	0
- Fast nettarif	mio. kr.	8	4	1
Årlige variable omkostninger	mio. kr.	25	25	8
- Variabel D&V	mio. kr.	1	3	1
- Årligt elkøb	mio. kr.	18	20	6
- Variabel nettarif	mio. kr.	6	2	1

Tabel 14: Varmeproduktionsomkostninger i elektrificeringscases i 2035 i scenarie 2.

Varmeproduktionsomkostningerne er fordelt over den producerede mængde varme i Figur 26. Investeringsomkostningerne udgør for elkedlen kun 20 kr./GJ, mens den ligger over 40 kr./GJ for de to varmepumper. Forskellen udlignes dog af elkedlens højere omkostninger til elkøb, da den er mindre effektiv. På grund af den høje elkapacitet er nettariffrerne for elkedlen højere og udgør omkring 40 kr./GJ, men nettariffreren kun er omkring 10 kr./GJ for varmepumperne.

Samlet set har elkedlen en varmeproduktionsomkostning på 120 kr./GJ, mens luftvarmepumpen og spildevandsvarmepumpen har omkostninger på hhv. 89 kr./GJ og 81 kr./GJ. Selv ved optimeret drift er elkedlen altså dyrere end varmepumperne. Forskellen i omkostninger bliver større, hvis det antages, at anlæggene ikke optimerer deres drift i forhold til elprisen, men blot køber til den uvægtede gennemsnitspris. I det tilfælde koster elkedlen 183 kr./GJ, luftvarmepumpen koster 91 kr./GJ og spildevandsvarmepumpen koster 78 kr./GJ. For at elkedlen kan levere omkostningseffektiv varme er det altså vigtigt at ramme timerne med lave elpriser. De to varmepumper har så meget drift at de ikke på samme måde som elkedlen kan tilrettelægge driften efter de billigste timer.

Når varmesystemet i høj grad gøres afhængig af elprisen, viser analyserne også, at varmelagre har stor værdi. Både akkumuleringsstanke og damvarmelagre kan muliggøre at producere varme på tidspunkter med lave elpriser og gemme til tidspunkter med stort varmebehov.



Figur 26. Varmeproduktionsomkostninger fordelt over den producerede mængde varme i scenarie 2 i 2035.

4.4. Muligheder for indtjening i systemydelsesmarkeder i de tre cases

Analysen fokuserer på mFRR opregulering kapacitet reservationsmarkedet. Som set tidligere er mFRR op reservemarkedet det klart største marked målt på indkøbt kapacitet. Tilmed er prisen også i det seneste år steget samtidig med at prisen på andre reserver er faldet, og prisen for mFRR er også blandt den højeste for reservemarkederne. Det er desuden et marked med færre tekniske krav til responstid, som er langsommere end for de hurtigt responderende, frekvensstyrede markeder.

Fremtidens priser er generelt meget svære at forudsige i disse markeder, og der er derfor regnet på to historiske år 2023 og 2024. Det er væsentligt for analysen at regne på hele år (dermed ikke 2025) for at få de sæsonvarierende varme- og elpriser med.

Potentiel ekstra indtjening kan ske ved aktivering i regulerkraftmarkedet. Dette er ikke medtaget i hovedanalysen, da det er meget svært at forudsige, men er medregnet sideskilt som reference.

Metode

Analysen baserer sig på opstillede driftsscenarioer der udregner profit og indtjening ud fra historiske prisdata⁵ fra det relevante marked. Analysen er således udregnet under antagelse perfekt fremsyn, hvilket betyder, at alle beslutninger er taget med fuldt kendskab til alle ellers usikre parametre. Under normale omstændigheder, er priserne i markederne for både el og varme, samt hvor vidt ens bud bliver accepteret, en usikker faktor, men som man dog med gode prognoser kan forudse med en vis sikkerhed. Med andre ord medfører perfekt fremsyn, at resultaterne er den teoretisk højeste profit og kan således anses som et "Best case" scenarie.

Økonomisk gevinst ved varmelevering

Den økonomiske gevinst ved kørsel med varmepumper og elkedler vil bestå af indtægter fra varmemarkedet fratrukket udgifter til el-tariffer og spotprisen for el. I analysens regneeksempler er indtægter fra varmemarkedet vurderet ud fra en estimeret systemværdi af varmen på forskellige tidspunkter af året. Den økonomiske gevinst kan øges ved at deltage i mFRR reservationsmarkedet. I opreguleringsmarkedet kan elkedler og varmepumpe tilbyde kapacitet til opregulering, hvis de er i drift, og så reducere varmeproduktionen og dermed levere opregulering i elsystemet, hvis de aktiveres. Gevinsten ved at tilbyde kapacitet til opregulering er kapacitetsbetalingsprisen (kr./MW/h) ganget med den indbudte kapacitet (MW).

Vigtige forudsætninger

Der er nogle grundforudsætninger for analysen som er afgørende for resultaterne. Der er simplificeret regnet med en variabel elnettarif på 150 DKK/MWh. Derudover er der forudsat en estimeret værdi af varmen på 120 kr./GJ om vinteren, 60 kr./GJ i forår og efterår og 20 kr./GJ om sommeren.

Ud fra analyserne med Balmorel-modellen er der lavet et estimat af den årlige, gennemsnitlige effektivitet/COP-værdi for de tre elektrificeringscases, og denne er for enkeltheds skyld anvendt i alle timer. Der er regnet med 4,13 for spildevandsvarmepumpen Hillerød, 3,46 for luftvarmepumpen i VEKS's område og 0,99 for elkedlen. COP-værdien er relativt høje, da de er taget fra Balmorel-beregninger for 2035, hvor temperaturen i fjernvarmenettene antages at være sænket i forhold til i dag.

Der regnes som udgangspunkt med et bud på 1 MW. Resultaterne er således pr MW, og man kan derfor nemt skalere dem ved større bud.

Scenarier

Der regnes på to scenarier for hver af de 3 cases, altså 6 scenarier i alt. Scenarierne er bygget op omkring forskellige budstrategier, men fælles for begge strategier er, at der kun bydes ind i mFRR markedet i de timer, hvor anlægget er i drift. I de følgende forklares de to scenarier:

Scenarie A – Optimal budstrategi

I dette scenarie antages det, at der bydes ind i mFRR reservationsmarkedet, når den økonomiske gevinst fra varmeproduktionen + mFRR reservationsindtjeningen er positiv. Det vil sige, at i dette scenarie kan

⁵ Prisdata er hentet fra Energinets Energi Data Service: <https://www.energidataservice.dk/datasets>

gevinsten ved at producere varme alene godt være negativ, men hvis den sammenlagt med mFRR indtjeningen bliver positiv, antages det, at anlægget vil være i drift.

Scenarie B – Konservativ budstrategi

I dette scenarie antages det, at der kun bydes ind i mFRR reservationsmarkedet, når den økonomiske gevinst fra varmeproduktionen alene er positiv. I alle disse timer lægges mFRR indtjeningen så til. Dette scenarie repræsenterer, at man fx har gode prognoser for el- og varmeprisen, så man er relativt sikker på at komme i drift. Det er derved "gratis" også at byde ind i mFRR markedet.

Resultater

I det følgende gennemgås resultater for beregningseksemplerne for de tre cases og de to scenarier.

Økonomisk gevinst og antal driftstimer pr scenarie

I de følgende to tabeller er vist den økonomiske gevinst for hhv. 2023 og 2024 ved hhv. varmelevering alene og den samlede økonomiske gevinst ved både varmelevering og deltagelse i mFRR op reservationsmarkedet. Desuden er vist antallet af driftstimer, som beregnes i beregningseksemplerne. Dette stemmer ikke helt overens med Balmores resultater, da beregningen af driftstimer her er forsimplet, da værdien af varme ikke varierer time for time, men kun fra sæson til sæson. Men overordnet set er resultaterne for driftstimer sammenlignelige. Det ses, at antallet af driftstimer stiger, hvis der anlægges en optimal budstrategi frem for en konservativ budstrategi, da indtjeningen i mFRR-kapacitetsmarkedet betyder, at der er økonomisk fordel af at være i drift i flere timer.

Med de historiske priser for 2023 og 2024 ligger indtjeningen på 60.000-380.000 kr./MW varme for elkedler. For varmepumper ligger indtjeningen på 110.000-200.000 kr./MW varme. Der ses store udsving for elkedel-scenarierne, hvilket skyldes, at elkedlen er i drift i færre timer og derfor har flere "gode" timer at hente i Scenarie A. Beregning forudsætter som tidligere nævnt perfekt fremsyn/budstrategi – i praksis vil indtjening være lavere.

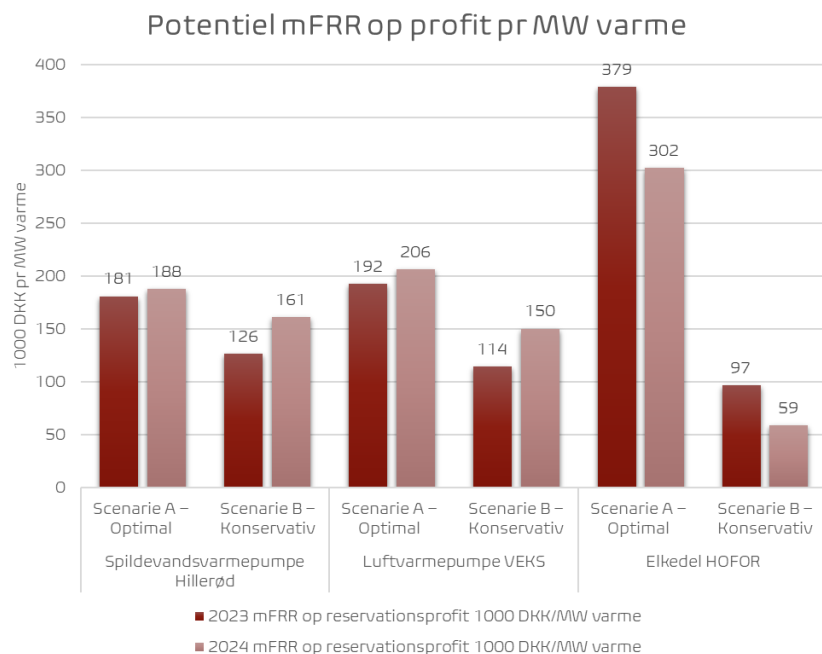
Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
mFRR reservationsprofit [mio. DKK]	0.78	0.67	0.71	0.52	0.30	0.06
Total profit KUN varme [mio. DKK]	3.65		2.58		0.09	
Total profit Varme & mFRR [mio. DKK]	4.43	4.32	3.29	3.10	0.39	0.15
Antal driftstimer	6392	5971	5643	5064	1479	965
Profitforøgelse (ft. kun varme [%])	21.3	18.3	27.7	20.2	342.5	66.8
Indtjening 1000 DKK/MW varme	188.1	161.3	206.1	150.2	301.9	58.9

Tabel 15 – mFRR op reserveringsindtjening og driftstimer for 2024

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
mFRR reservationsprofit [mio. DKK]	0.75	0.52	0.67	0.39	0.38	0.10
Total profit KUN varme [mio. DKK]	3.17		2.19		0.09	
Total profit varme & mFRR [mio. DKK]	3.92	3.69	2.86	2.59	0.46	0.18
Antal driftstimer	5918	5290	4979	4343	1540	1030
Profitforøgelse (ft. kun varme [%])	23.6	16.5	30.3	18.0	426.6	109.2
Indtjening 1000 DKK/MW varme	180.9	126.4	192.4	114.0	378.9	97.0

Tabel 16 – mFRR op reserveringsindtjening og driftstimer for 2023

I nedenstående figur er den potentielle indtjening pr MW varme visualiseret og sammenlignet mellem scenarier, produktionsanlæg og år.



Realiseret reservationspris i budte timer vs årsgennemsnit

Tabellen nedenfor illustrerer, hvilken pris som elkedler/varmepumperne opnår i mFRR kapacitetsreservationsmarkedet i de to scenarier i hhv. 2023 og 2024. Med en konservativ budstrategi ligger den opnåede pris lidt under den gennemsnitlige pris i markedet, mens det med en optimal strategi i højere grad er muligt at være i drift i timer med meget høje reservationspriser og dermed opnå en pris, der ligger over den årlige gennemsnitspris. Det gælder særligt for elkedlen, som har færre driftstimer i udgangspunktet.

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
mFRR op gns. pris pr bud [DKK/MW/h]	135	112	142	103	284	61
Års gennemsnit [DKK/MW/h]	117		117		117	

Tabel 17 - Realiseret pris vs års gennemsnit 2024.

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
mFRR op gns. pris pr bud [DKK/MW/h]	137	99	150	91	326	93
Års gennemsnit [DKK/MW/h]	116		116		116	

Tabel 18 - Realiseret pris vs års gennemsnit 2023.

Profitten i de højeste timer vs. total økonomisk gevinst

Reservemarkederne er fortsat under udvikling, og udbuddet er derfor ikke meget stort i forhold til markedernes størrelse. Det medvirker til, at priserne er volatile, og at der i perioder kan være meget høje priser. Tabellen nedenfor illustrerer dette ved at vise, hvor stor en del af den samlede økonomiske gevinst, der ligger i hhv. de dyreste 10, 50 og 100 timer med priserne for 2023.

Markedet for mFRR-reservation (og andre reservemarkeder) er præget af høje priser i ret få timer. Derfor sker en stor del af indtjeningen i relativt få timer. Hos varmepumperne står de dyreste 100 timer for 40-

46% af den samlede mFRR indtjening. For elkedlen svarer de dyreste 100 timer til 50-80% af indtjeningen. Elkedlen opnår desuden 20% af indtjeningen i de højeste 10 timer.

Høj indtjening i reservemarkederne kræver, at man er til stede i markedet, så høje priser kan fanges. Det giver usikkerhed om indtægtens størrelse, at den afhænger af få timer.

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
10 højeste timer	145.8	102.0	145.8	83.2	145.8	38.4
50 højeste timer	233.6	164.2	233.6	135.7	233.6	45.6
100 højeste timer	307.4	205.9	307.4	159.9	307.4	48.8
Total mFRR profit	746.9	521.9	665.8	394.6	375.1	96.0

Tabel 19 - Profit fordelt pr højeste timer – 2023.

Potentiel økonomisk gevinst ved aktivering i regulerkraftmarkedet

Når ens bud er accepteret i mFRR reservemarkedet, er man forpligtet til også at afgive et bud i regulerkraft markedet (balancemarkedet). Hvorvidt man bliver aktiveret, afhænger naturligvis af prisen på budet men også af, om systemet har behov for op- eller nedregulering.

I de følgende to tabeller 20 og 21, er der regnet på aktivering ved opregulering for de forskellige cases i årene 2023 og 2024. Metoden her antager stadig perfekt fremsyn, og der er derved tale om den maksimale potentielle profit for de timer hvor enheden er i drift.

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
Aktiverings profit (regulerkraft markedet) [mio. DKK]	0.354	0.252	0.328	0.199	0.183	0.024
Antal timer med aktivering	732	311	846	267	702	188
Pris gns. for aktivering [DKK/MWh]	483	812	387	746	260	129

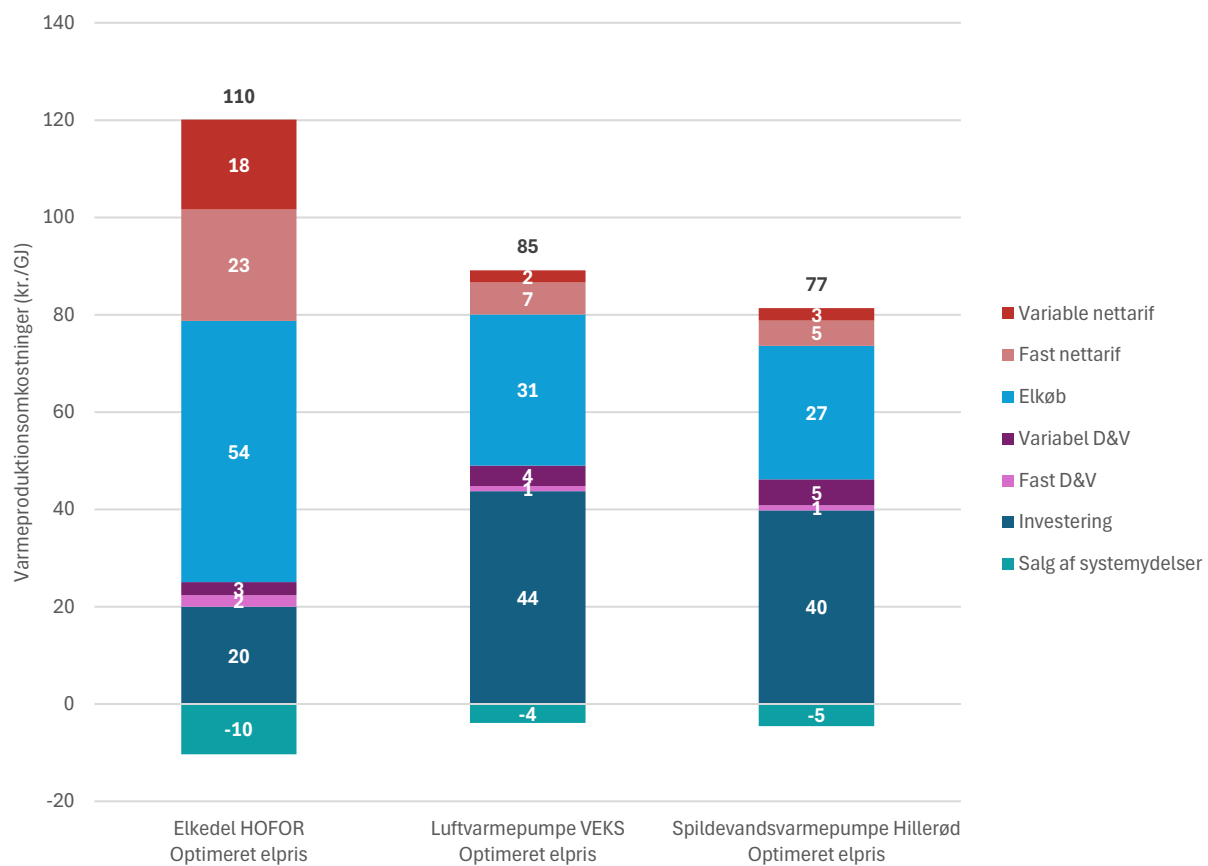
Tabel 20 - Potentiel aktiveringsprofit fra regulerkraftmarkedet – 2024.

Case:	Spildevandsvarmepumpe Hillerød		Luftvarmepumpe VEKS		Elkedel HOFOR	
Budscenarie:	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ	Scenarie A – Optimal	Scenarie B – Konservativ
Aktiverings profit (regulerkraft markedet) [mio. DKK]	0.297	0.171	0.290	0.150	0.208	0.029
Antal timer med aktivering	998	371	997	361	693	183
Pris gns. for aktivering [DKK/MWh]	298	460	291	414	301	157

Tabel 21 - Potentiel aktiveringsprofit fra regulerkraftmarkedet – 2023.

Konsekvenser for varmeproduktionsomkostningerne

Salg af systemydelse udgør en indtægtskilde for varmeproducenterne og kan på den måde være med til at reducere omkostningerne for varmebrugere. Der vises her et regneeksempel for 2035, hvor der tages udgangspunkt i et gennemsnit af indtægterne for 2023 og 2024 med den konservative budstrategi. Derudover er der indlagt en forsigtighedsfaktor på 50%, da det antages at systemydelsesmarkedet modnes frem mod 2035 og er mættet i højere grad end i dag. Ud af de tre varmeanlæg, har elkedlen den største elkapacitet i forhold til den producerede varme. Omkostninger kan her reduceres med omkring 10 kr./GJ i systemydelsesmarkedet, mens omkostningerne for de to varmepumper reduceres i størrelsesordenen 5 kr./GJ. Der er her alene indregnet økonomiske gevinster ved kapacitetsreservation og ikke ved aktivering.



Figur 27. Varmeproduktionsomkostninger inklusive indtægter fra salg af systemydelser i 2035 i scenarie 2.

Bilag 1: Varmepumper og elkedler. Krav ved levering af systemydelse i DK2

Generelt om krav

Inden man kan blive systemydelsesleverandør, er der en række krav og betingelser, der skal efterleves, som beskrives i udbudsbetingelserne⁶. Energinet kræver også, at der indgås en aftale med en BRP eller BSP om levering af systemydelser, eller at aktøren selv har den nødvendige rolle. I det følgende beskrives kortfattet de vigtigste krav.

mFRR

Manuel reserve er en manuel op- og nedreguleringsreserve.

I DK2 udbydes op til 200 MW på månedsauktioner og resten af behovet på dagsauktioner. Reserven aktiveres fra Energinets KontrolCenter i Erritsø via mFRR energiaktiveringsmarkedet. Reserven skal være fuldt leveret 12,5 minutter efter aktivering (for dagsmarkedet). I månedsauktionen indkøber Energinet op til 200 MW med en responstid på mellem 12,5 og 90 minutter.

Dagsmarked

Energinet kan ændre reservebehovet frem til fristen for indmelding af bud (D-1, kl. 07:30). Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Hvert bud skal mindst være på 1 MW. Buddene angives separat for op- og nedregulering. mFRR kapacitet afregnes til marginalpris (pay-as-cleared) i hver time for hver budzone, bestemt af den højeste accepterede budpris. Der fastsættes dermed én marginalpris for DK2. Resultatet af auktionen publiceres senest kl. 08:10 dagen før driftsdøgnet.

Månedsmarked

Aktøren skal angive én pris i DKK/MW og én mængde i MW gældende for alle timer i hele måneden. Prisen angiver den pris pr. MW, som aktøren forlanger for at stå til rådighed med den pågældende mængde i hele måneden. Dette setup med at forpligte sig en hel måned frem skønnes ikke at være hensigtsmæssigt for leverancer fra varmepumper/elkedler (indebærer en vis økonomisk risiko). I analyserne i denne rapport er derfor fokuseret på dagsmarkedet. Månedsmarkedet vil ikke blive beskrevet yderligere.

⁶ https://energinet.dk/media/rkvdymux/21_10162-24-udbudsbetingelser-for-systemydelser-til-levering-i-danmark-mfrr-eam-10877149_2_1.pdf

aFRR

Den sekundære reserve reguleres automatisk via reguleringsudstyr og signal modtaget fra Energinet. Den tilbudte mængde reserve skal kunne leveres inden for 5 minutter. Reguleringen skal kunne opretholdes kontinuerligt. Reguleringssignalet udsendes online som en effektværdi fra Energinet til den balanceansvarlige aktør med reference til tilbuddet. Bud til daglige aFRR-kapacitetsauktioner indsendes senest kl. 7:30 dagen før driftsdøgnet. Buddene angives time for time i driftsdøgnet med angivelse af reguleringsretning. Alle accepterede bud modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud for budområdet.

FCR-N, symmetrisk produkt

Energinet indkøber den frekvensstyrede normaldriftsreserve i samarbejde med Svenska kraftnät gennem daglige auktioner. Normaldriftsreserven skal kunne leveres ved en frekvensafvigelse op til +/-100 mHz i forhold til referencefrekvensen på 50 Hz. Det vil betyde i området 49,9-50,1 Hz. Reserven skal som minimum leveres lineært ved frekvensafvigelser mellem 0 og 100 mHz afvigelse. Den aktiverede reserve skal levere 63% indenfor 60 sekunder og 95% indenfor 3 minutter. Leverandøren måler selv frekvensen i nettet og skal levere ved frekvensafvigelser.

Bud, der indmeldes til den tidlige auktion (D-1 early), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet. Bud, der indmeldes til den sene auktion (D-1 late), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Buddene skal time for time i driftsdøgnet angive en mængde og en pris. Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til det dyreste accepterede bud (marginalprisafregning).

FCR-D

Driftsforstyrrelses-reserven FCR-D indkøbes separat som op- og nedregulering. Kravene til responstid er skrapere end for FCR-N. Lever effekt ved frekvens mellem 49,9 og 49,5 Hz (opregulering) og mellem 50,1 og 50,5 ved nedregulering. Skal levere en respons indenfor 2,5 sekunder og levere 86% af responsen indenfor 7,5 sekunder. Leverandøren måler selv frekvensen i nettet og skal levere ved frekvensafvigelser. Bud, der indmeldes til den tidlige auktion (D-1 early), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 00.30 dagen før driftsdøgnet. Bud, der indmeldes til den sene auktion (D-1 late), skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet. Buddene skal time for time i driftsdøgnet angive en mængde og en pris

Alle accepterede bud for regulering (henholdsvis op og ned) modtager en rådighedsbetaling svarende til de dyreste accepterede bud (marginalprisafregning).