



CASE - ELKEDEL

Systemydelser med elkedel

VIGTIGT!

Nærværende case-beskrivelse skal udelukkende betragtes som en illustration af levering af systemydelser med fiktive priser og mængder.

Nærværende case-beskrivelse bør derfor anvendes som vejledning til eksisterende anlæg, og egner sig ikke til investeringsbeslutninger eller lignende.

SYSTEMYDELSER MED EN ELKEDEL

Fjernvarmeselskabet, FJV, har etableret en elkedel og vil nu gerne levere systemydelser.

FJV har en portefølje bestående af:

- Fliskedel (20 MJ/s) á 200 kr./MWh varme
- Elkedel (20 MJ/s) á (150 + elpris) kr./MWh varme. De 150 kr./MWh varme er bl.a. tariffer.
- Varmelager (x m³)

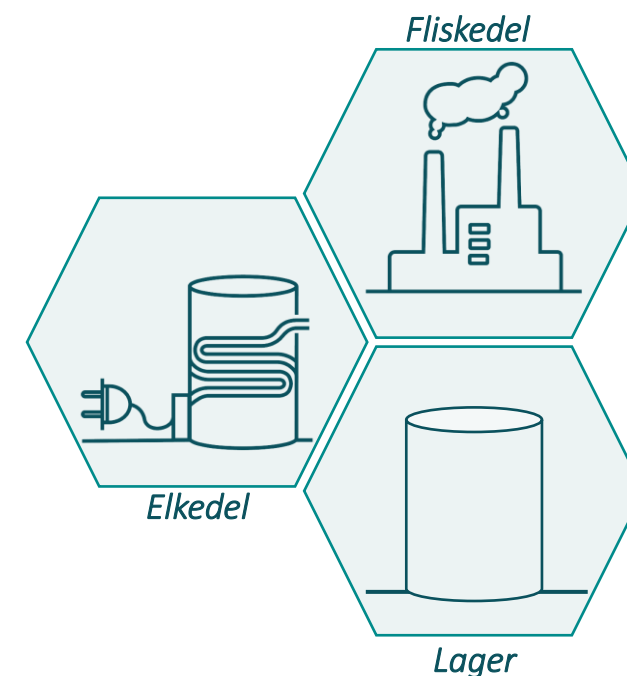
FJV har fået godkendt deres elkedel til at kunne levere alle typer af systemydelser (også kaldet reserver) gennem en prækvalifikationsproces ([læs mere om prækvalifikation på dette link](#)).

Dermed har FJV alle forudsætninger for lave en fleksibel varmeproduktion til gavn for både el- og varmesystemet.

Case: FJV skal i en periode på 10 timer producere 10 MJ/s for at forsyne varmebehovet. FJV ønsker naturligvis at forsyne varmebehovet til den laveste omkostning.

Hvis varmen udelukkende produceres med fliskedlen, betales **20.000 kr.** i varmeomkostninger (200 kr./MWh varme * 100 MWh varme = 20.000 kr.)

FJV forventer at kunne nedbringe varmeomkostningerne ved at levere systemydelser. Man kan modtage betaling for at garantere at en reservekapacitet er til rådighed, samt at levere energi.



STRATEGISKE OVERVEJELSER

FJV kender deres marginale varmeproduktionsomkostninger på alle deres anlæg og ved derfor, hvilke elpriser der udløser skift i produktionsanlæg, således varmen forsynes til den laveste omkostning.

FJV vil dog gerne overveje mulighederne for at levere systemydelser, da det kan gøre elkedlens varmeproduktionspris billigere ved at indbringe en alternativ indtægt. FJV ved, at en elkedel kan levere alle typer af systemydelser, men det afhænger af tilkøbt eleffekt i driftstidspunktet:

- Hvis hele elkedlens kapacitet indkøbes, kan elkedlen levere opreguleringsydelser, hvilket gøres ved at reducere elkedlens forbrug i forhold til det planlagte forbrug.

Markeder for opregulering i DK1: mFRR

Markeder for opregulering i DK2: FFR, FCR-D, mFRR

Regulerkraft i DK1 & DK2, opreguleringsbud

- Hvis der ikke indhandles elforbrug til elkedlen, kan denne levere nedregulering, hvilket sker ved forøge elkedlens elforbrug i forhold til det planlagte forbrug.

Markeder for nedregulering i DK1: Ingen

Markeder for nedregulering i DK2: FCR-D (fra 2022)

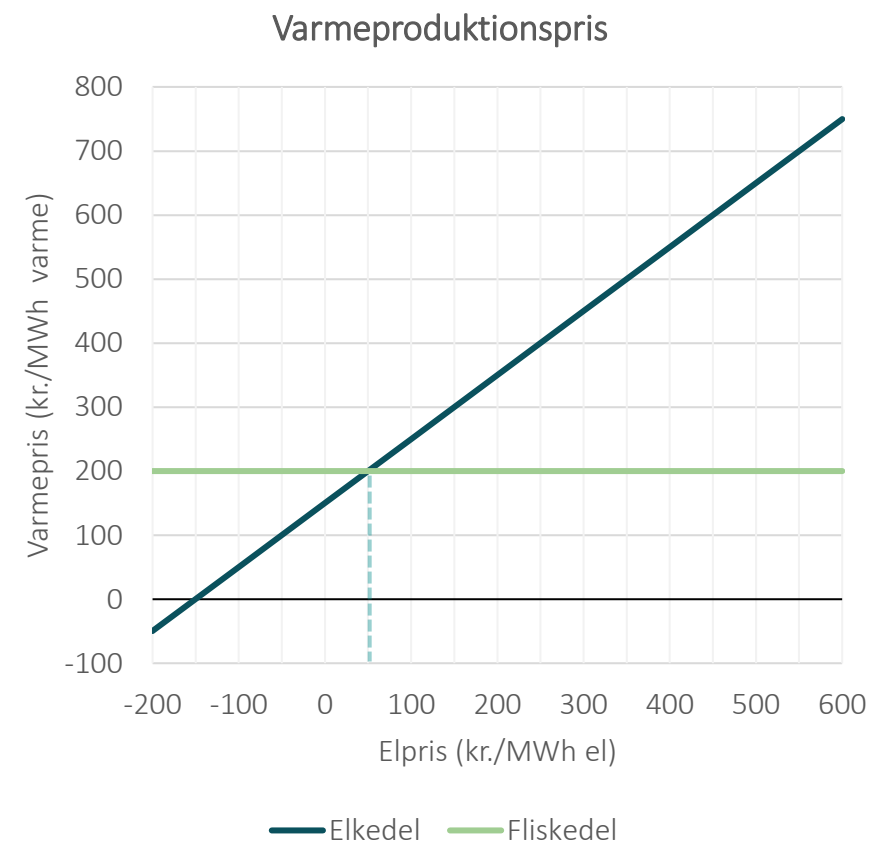
Regulerkraft i DK1 & DK2, nedreguleringsbud

- Hvis en delmængde af elkedelkapaciteten indkøbes, vil man kunne levere symmetrisk regulering, samt både op- og nedregulering isoleret. Udover nedenstående symmetriske markeder, er ovenstående markeder for op- og nedregulering stadig relevante.

Markeder for symmetrisk regulering i DK1: FCR, aFRR

Markeder for symmetrisk regulering i DK2: FCR-N, aFRR (2022)

Regulerkraft i DK1 & DK2, op- og/eller nedreguleringsbud



KORT OM KØB AF EL

Efter de seneste års udvikling og internationalisering af elmarkeder, kan der nu indkøbes el i flere forskellige og likvide markeder med forskellige tidshorisonter – se timeline øverst til højre.

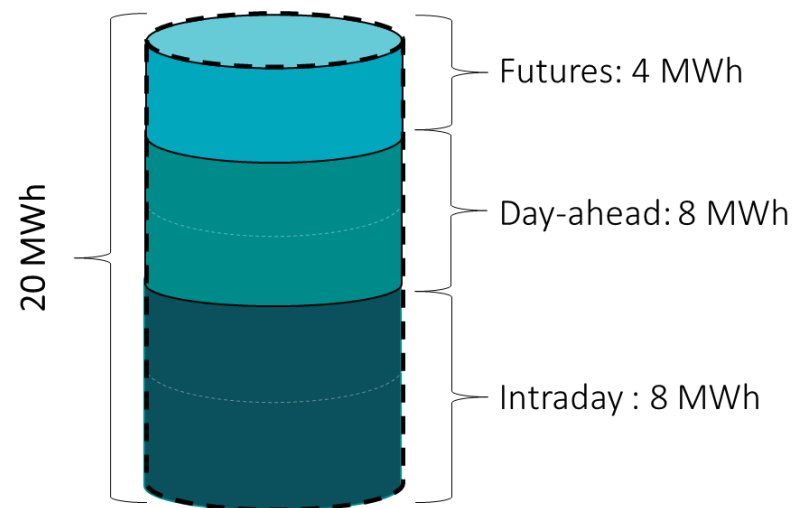
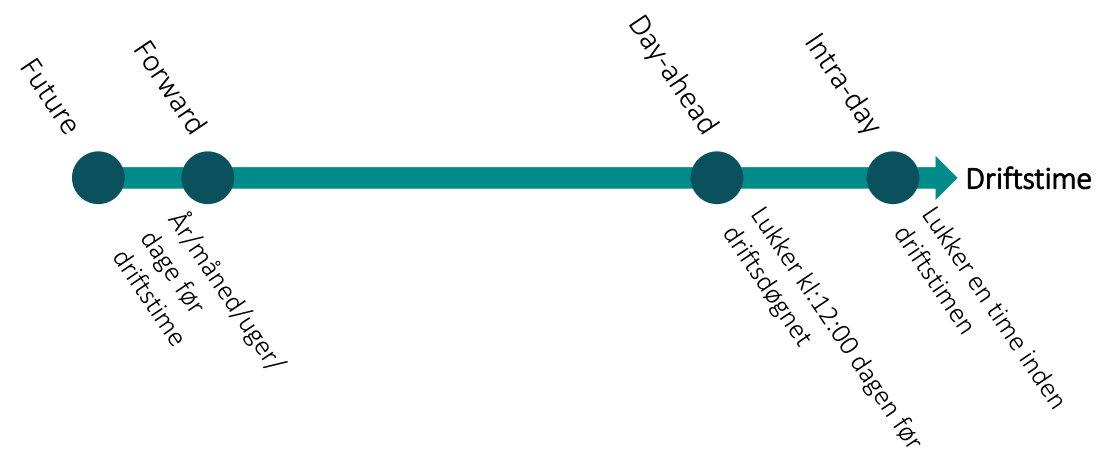
Man kan eksempelvis prissikre hele eller en delmængde af sit elforbrug i en længere periode ved at indgå handelskontrakter i *forward* eller *future* markedet. Dette er dog sjældent attraktivt i elkedel sammenhænge.

Man kan indkøbe el i *day-ahead markedet* (beskrives senere i casen), som indeholder flere forskellige budformer.

Efter clearing af *day-ahead* markedet kan man handle på *intra-day markedet* og derved sælge/købe el efter behov. Man kan f.eks. rette sin plan fra *day-ahead* til, hvis forudsætningerne har ændret sig.

Disse indkøb kan kombineres, som vist på eksemplet nederst til højre, hvor der til sammen er indkøbt 20 MWh for en given time. Denne mængde svarer til det planlagte forbrug.

Nærværende case beskrivelse anvender betegnelsen *elpris*, som et aggregeret resultat for indkøbt elforbrug, hvor gennemsnitsprisen anvendes.



BUDPLAN – DK1

Til højre ses kronologien af de forskellige markeder en aktør i DK1 har mulighed for at deltage i. Tidspunkterne beskriver hvornår bud senest kan indmeldes til de respektive markeder.

Nærværende elkedel-case vil følge denne kronologi til illustration af markederne og de tilhørende overvejelser bag budgivningen.

1. aFRR
2. FCR
3. mFRR
4. Spotmarkedet
5. Intra-day
6. Regulerkraftbud

I dag indkøbes aFRR per måned. Dette vil ændre sig forventeligt i 2024 til et indkøb per time. FCR indkøbes i blokke af 4 timer, og de resterende markeder handles per time.

Intra-day og regulerkraft vil handles per kvarter forventeligt fra 2023.

DK1

aFRR:

kl. 10, 2. sidste hverdag
før driftsmåned



FCR:

kl. 8, dagen før
driftsdøgn



mFRR:

kl. 9:30, dagen før
driftsdøgn

Spotmarkedet:

kl. 12, dagen før
driftsdøgn



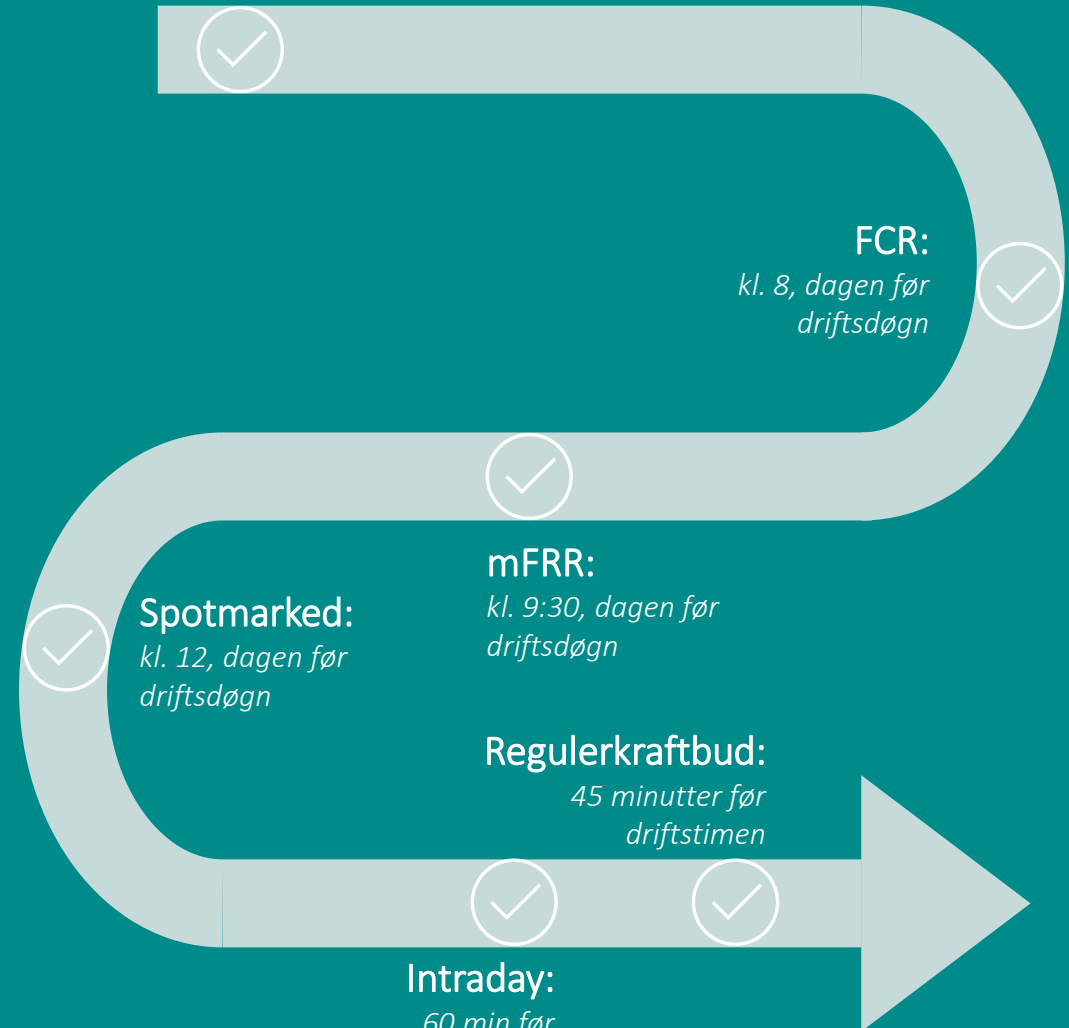
Regulerkraftbud:

45 minutter før
driftstimen



Intraday:

60 min før
driftstimen



UDNYTTELSE AF KAPACITET

Ved budgivning af systemydelser er det vigtigt ikke at oversælge sin kapacitet, da manglende leverance dels afleder omkostninger, men på sigt også eksklusion fra markederne.

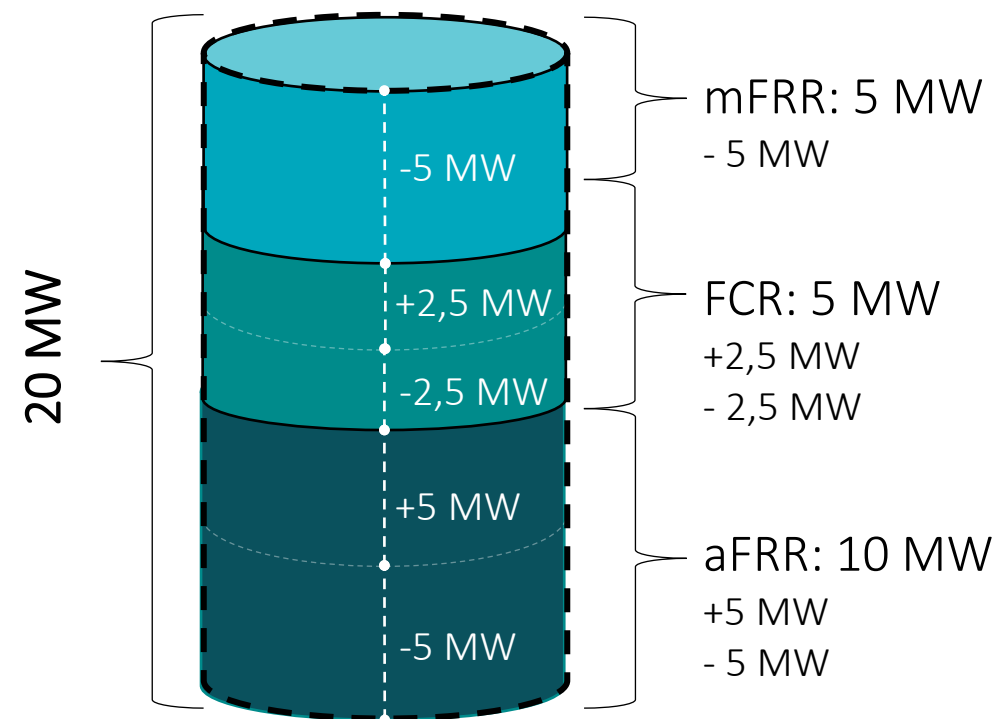
Figuren til højre viser en mulig reservation af elkapacitet med en 20 MW elkedel.

Eksempel:

- aFRR - symmetrisk: 5 MW bud => 10 MW reserveret kapacitet
- FCR - symmetrisk: 2,5 MW bud => 5 MW reserveret kapacitet
- mFRR- opregulering: 5 MW bud => 5 MW reserveret kapacitet

I dette tilfælde er alle 20 MW opbrugt og elkedlen vil ikke kunne levere øvrige ydelser.

I ovenstående eksempel vil det planlagte forbrug skulle være 12,5 MW. Herved kan summen af opregulering (2,5 + 5 + 5 MW) leveres ved at "slukke" elkedlen, og tilsvarende for nedregulering (2,5 + 5 MW) ved at forøge elforbruget.





AFRR - INTRODUKTION

Ved større driftsforstyrrelser er aFRR reserveerne dem, der indirekte er med til at regulere frekvensen tilbage til 50 Hz, efter at primærreguleringen (FCR) har stabiliseret frekvensen.

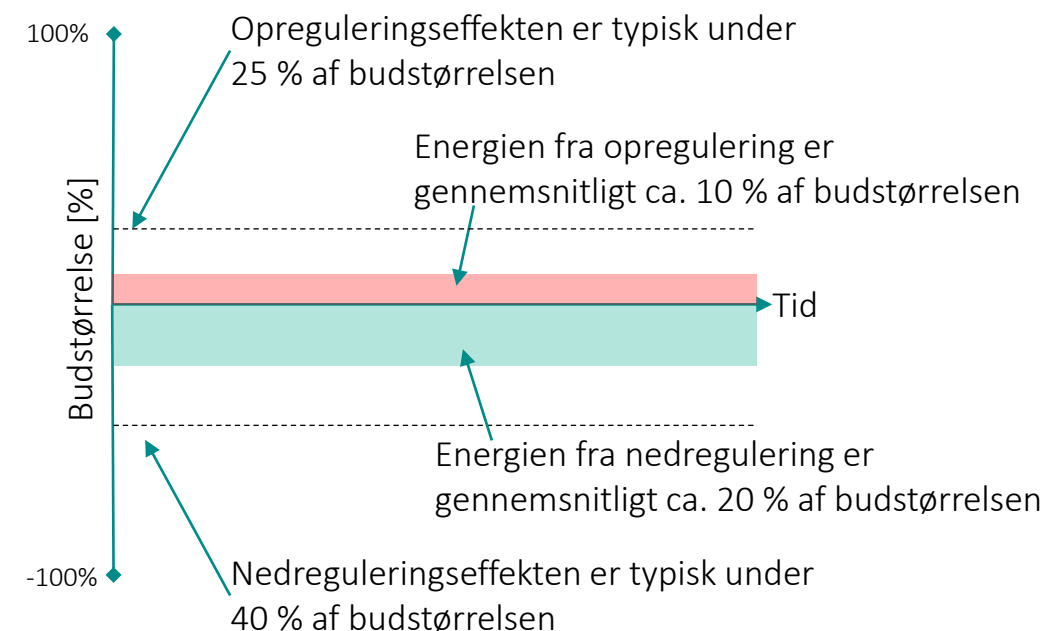
aFRR-kontrakter indgås på nuværende tidspunkt på månedsbasis og indeholder:

- *Kapacitetsbetaling* – pay-as-bid betaling for reservation af kapacitet (For januar 2021 var prisen f.eks. på 229 kr./MW/time)
- *Energibetaling* – betaling for leveret energi (afregnes med spotpris \pm 100 kr./MWh for den leverede sum i en given time)

aFRR har en moderat aktiveringstid og indeholder derfor også moderate energimængder. Behovet for aFRR aktiveringer afhænger af enormt mange forskellige parametre, hvorfor det er vanskeligt at forudsæ kommende aktiveringer. Grafen til højre illustrerer dog nogle gennemsnitlige værdier set i aFRR markedet.

Statistisk ses en større efterspørgsel af nedreguleringsenergi over tid (grønne område), hvilket for elkedlen betyder merproduktion af varme over tid.

I 75 % af tiden er den aktiverede effekt under 25 % og 40 % af budstørrelsen i hhv. opregulering- og nedreguleringsretningen.





AFRR - OVERVEJELSER

aFRR markedet er et pay-as-bid, hvilket betyder man får den pris man har budt ind for sin kapacitet. Budindmelding til aFRR sker før spotprisen kendes, hvorfor man som aktør skal gøre sig nogle forventninger til aFRR-perioden.

En varmeproducent vil typisk skulle sikre sig et vis varmeaftag samt sikre at nødvendige anlæg er tilgængelige. Endelig er det i tilfældet med en elkedel også nødvendigt at gøre sig nogle forventninger til indkøbet af elforbruget.

Nogen af de mest væsentlige overvejelser, man kan gøre sig til budgivning er:

- Se forward prisen for el i den pågældende periode
- Brændsels- og CO₂-priser eller andet der påvirker substitutionsprisen for varme
- Vejrforhold (vind, sol, temperatur og nedbør)
- Niveauet i de nordiske vandmagasiner påvirker elprisen
- Import- og eksportkapaciteten kan også påvirke elprisen

Figuren til højre viser FJV's tankegang og ræsonnement til budgivningen af aFRR. FJV når frem til en pris på 200 kr./MW/time, hvilket med prisniveauet fra januar 2021 vil betyde et **accept af bud** og udløse en kapacitetsbetaling på **8.000 kr.** (5 MW*8timer*200 kr./MW/time).

Markedet er stadig relativt nyt og prisstatistikker er derfor indtil videre behæftet med usikkerheder til anvendelse af fremskrivninger.

FJV - tankegang

For at illustrere aFRR-markedet med samme eksempel, **antages** aFRR at bestå af 4 timers blokke. Dette er udelukkende for at illustrere markedet.

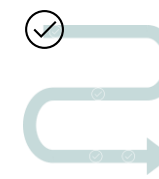
FJV har en forventning om at kunne indkøbe elforbruget for perioden på de 2x4 timer til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en varmeproduktionspris på 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end produktion med fliskedlen.

FJV vil gerne sikre en vis profit fra ydelsen og indregner derfor ikke en energibetalingen i budprisen.

FJV byder ind på aFRR markedet til en pris på **200 kr./MW/time**.

FJV kan med en 20 MW elkedel maksimalt byde 10 MW ind i markedet, idet der altid skal være kapacitet i begge retninger (symmetrisk budgivning). Hvis alle 10 MW accepteres, så er elkedlens kapacitet afsat og FJV kan ikke byde ind på flere markeder.

I nærværende eksempel antages budmængden at være på **5 MW**, for at friholde kapacitet til FCR og mFRR, som kommer senere i casen.





AFRR - ENERGIAKTIVERING

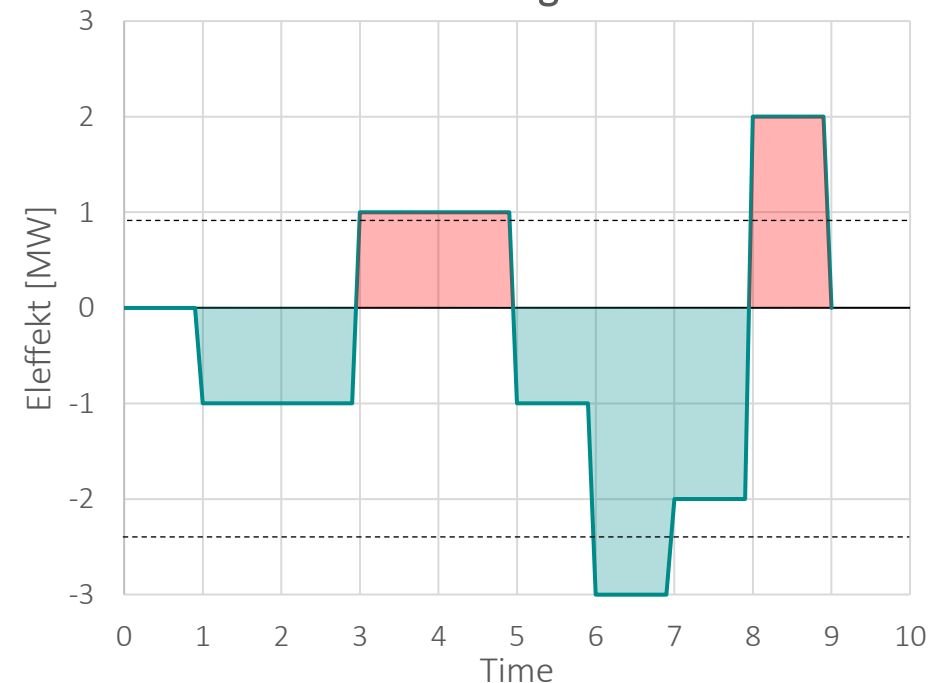
Et muligt eksempel på aktiveringer af elkedlen i 2x4 timers blokke, er vist på figuren til højre. Det antages at blokkene á 2x4 starter fra time 1 og slutter ved time 9.

Denne aFRR aktivering baseret på FJV's 5 MW bud, har følgende betydning for driften af elkedlen:

- Elkedlen opjusterer elforbruget i time (1-3) og (5-8), for at levere *nedregulering* til systemet. Elkedlen producerer derfor mellem 1-3 MJ/s ekstra varme i perioden, som lagres efter behov.
- Elkedlen nedjusterer elforbruget i time (3-5) og (8-9) for at levere *opregulering* til systemet. Elkedlen producerer derfor hhv. 1-2 MJ/s mindre varme end planlagt, hvorfor det er nødvendigt at forsyne varmebehovet fra enten varmelageret eller fliskedlen.

For at se aFRR aktiveringens påvirkning på varmeproduktionen antages at FJV indkøber 5 MW el i timerne (1-9) til en fast pris på 200 kr./MWh el. Fliskedlen er dermed billigst ift. at producere de "manglende" 5 MW varme og kører derfor baseload.

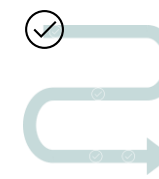
Historisk 75 % fraktil
Nedregulering (opregulering af elkedel) 
Opregulering (nedregulering af elkedel) 
aFRR signal



Info om eksemplet:

Load faktoren for opregulering er $4 \text{ MWh} / (5 \text{ MW} * 8 \text{ timer}) = 10 \%$
Opreguleringseffekten i eksemplet overstiger 25 % af budstørrelsen i 1/3 af opreguleringstiden.

Load faktoren for nedregulering er $8 \text{ MWh} / (5 \text{ MW} * 8 \text{ timer}) = 20 \%$
Nedreguleringseffekten i eksemplet overstiger 40 % af budstørrelsen i 1/5 af nedreguleringstiden.



AFRR - AKTIVERING

Figuren til højre viser varmeproduktionen med flis- og elkedlen inkl. aFRR aktiveringen. I dette simple tilfælde er varmelageret ikke relevant at inddrage, da elkedlen erstatter flis kedlens varmeproduktion.

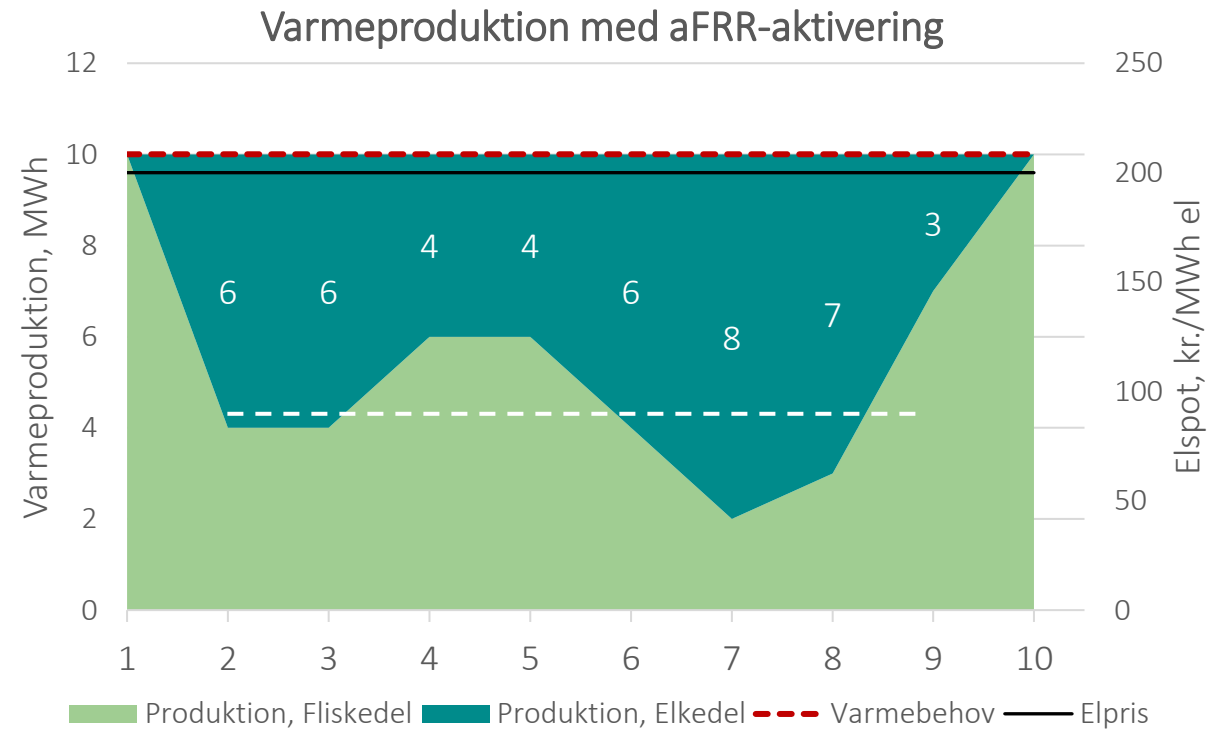
Den hvide horisontale linje, viser elkedlens indkøbt eleffekt på 5 MW. Afvigelserne fra denne driftsplan skyldes aFRR aktiveringerne, som i tilfældet uden varmelager påvirker produktion fra flis kedlen.

I perioder med aFRR nedregulering køber FJV ekstra elforbrug til maksimum 100 kr. MWh el (spotprisen fratrukket 100 kr./MWh el), hvilket giver elkedlen en produktionspris på 250 kr./MWh varme.

I perioder med aFRR opregulering køber Energinet elforbruget tilbage til spotprisen + 100 kr./MWh el, hvilket skaber en profit på 100 kr./MWh el samt undgået D&V på 150 kr./MWh el.

Sammenfattende er varmeomkostningerne med aFRR betalingerne på **18.200 kr.**, hvilket betyder en reduktion på **1.800 kr.**, svarende til **10 %** i forhold til referencen med forsyning fra flis kedlen.

FJV kunne ligeledes have leveret 10 MW, hvilket ville udløse 3.600 kr. i besparelse. Med 10 MW vil der være behov for lagring af varme.



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug:	40 MWh el	14.000 kr.	40*(D&V + spot)
Salg af elforbrug fra aFRR:	4 MWh el	-1.000 kr.	-4*(D&V + spot - 100)
Merkøb af elforbrug fra aFRR:	8 MWh el	2.000 kr.	8*(D&V + spot - 100)
Produktionsomkostninger – flis kedel:			
Varmeproduktion	56 MWh varme	11.200 kr.	56* 200 kr./MWh
Sum		26.200 kr.	
Sum inkl. kapacitetsbetaling		18.200 kr.	26.200 kr. – 8.000 kr.



AFRR - FØLSOMHEDSANALYSE

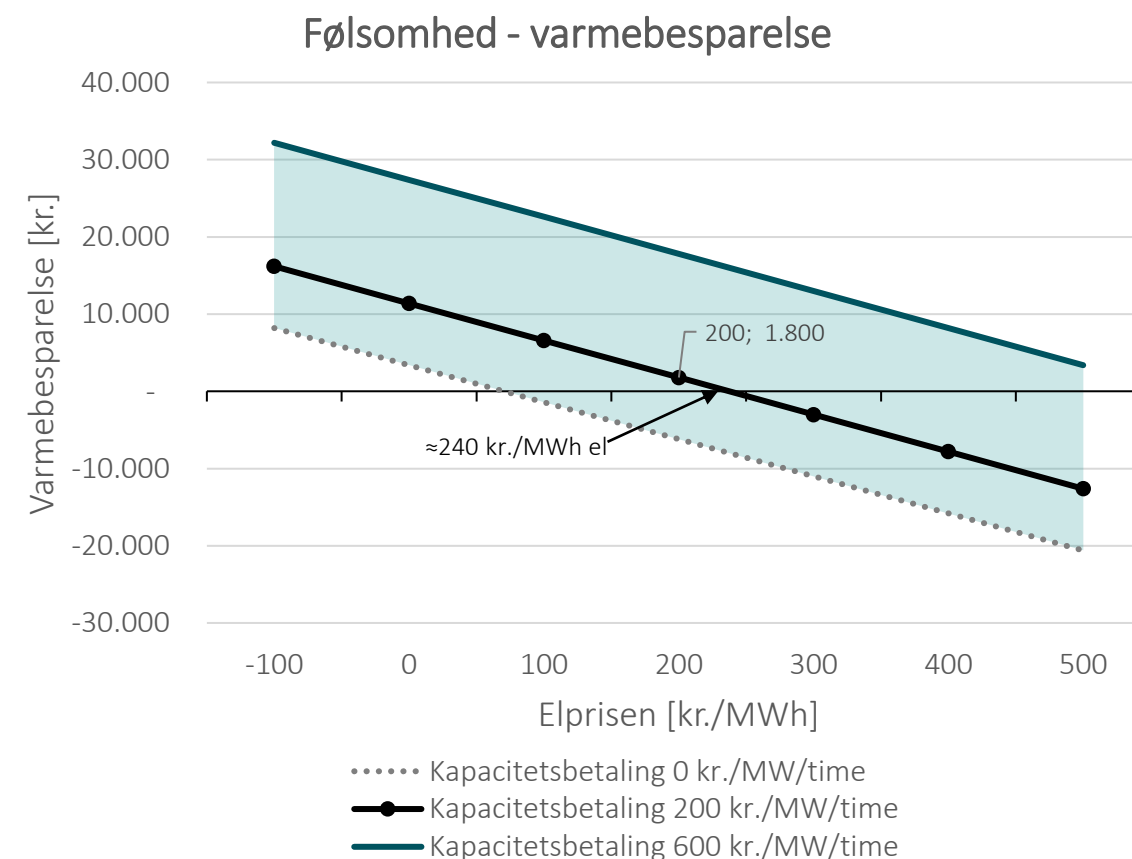
På baggrund af eksemplet med den hypotetiske aktivering kan der opstilles en relation mellem elprisen og varmebesparelsen inkl. kapacitetsbetalingen.

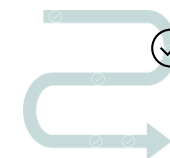
Den sorte linje viser varmebesparelsen i forhold til elprisen med kapacitetsbetaling på 200 kr./MW/time, som vist i eksemplet. Fra denne linje aflæses, at hvis elprisen er højere end 240 kr./MWh el, fås en meromkostning, mens en elpris mindre end 240 kr./MWh giver en besparelse.

De øvrige linjer viser henholdsvis kapacitetsbetalinger på 0 kr./MW/time og 600 kr./MW/time med tilhørende resultater i varmebesparelser.

Eksempelvis ses en balancering ved omkring 70 kr./MWh i elpris uden kapacitetsbetaling samt robust varmebesparelse med kapacitetsbetaling på 600 kr./MW/time, trods en elpris på 500 kr./MWh.

Der er indtegnet et udfaldsrum på kapacitetsbetalingen i figuren for at illustrere forskellige varmebesparelser ved forskellige kapacitetsbetalinger og elpriser.





FCR - INTRODUKTION

FCR markedet byder på mange meget korte aktiveringer i begge retninger og derfor er selve energimængden meget lille – load factoren er historisk opgjort til ca. 0,1 % af budstørrelsen, hvorfor ydelsen ikke påvirker energiproduktion eller -forbrug.

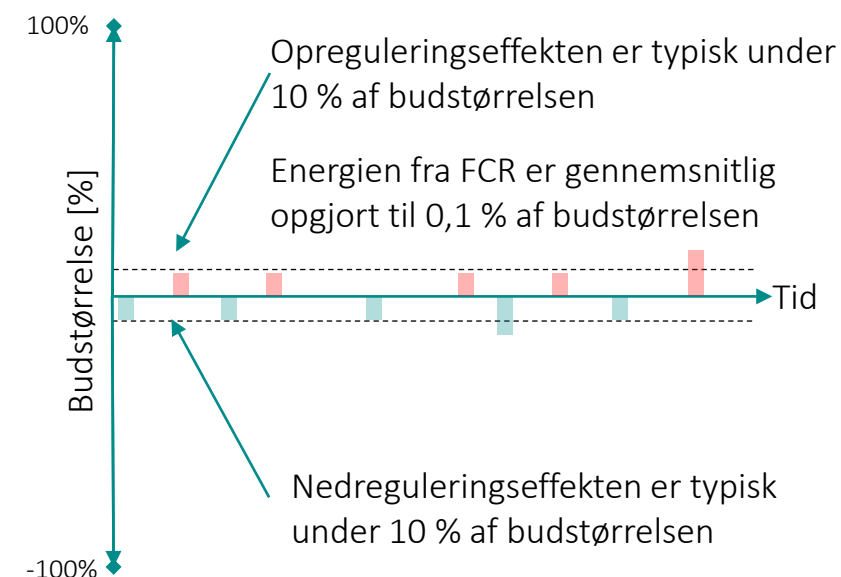
Endvidere ses en standby tilstand i 75 % af tiden, mens de resterende 25 % indeholder både op- og nedaktiveringer.

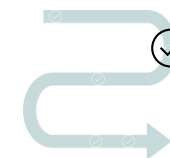
Tillige er de efterspurgte effekter også meget begrænset i størrelse og en fuld aktivering af budstørrelsen forekommer sjældent.

Figuren til højre skitserer en tidsperiode, hvor de små aktiveringer tilsammen udgør ca. 25 % af perioden. Omkring en 1/5 af reguleringerne overstiger 10 % af budstørrelsen.

FCR er derfor en systemydelse med meget lidt indhold af energi samt effekt. Det primære formål med FCR-ydelsen er at sikre hurtig regulerende eleffekt, hvilket er essentielt ved større uforudsete hændelser.

FCR kan betragtes som en forsikring til store udfald og afvigelser i elnettet. Den benyttes ikke ofte, men den skaber sikkerhed.





FCR - OVERVEJELSER

Energinet indkøber FCR, også kaldet primær reserve, som ét symmetrisk produkt (op- og nedregulering købes samlet) på et internationalt marked. Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn. Auktionsdøgnet er opdelt i seks lige store blokke á 4 timer.

Bud indsendes senest kl. 8 før driftsdøgnet og skal indeholde timeblokke, mængde (skal være ens for alle 4 timer) og pris (kr./MW pr. 4-timersblok).

Rådighedsbetalingen for hver auktion fastsættes efter dyreste accepterede bud (marginal pris). En aktør med lavere marginalpris end den dyreste modtager dermed en profit.

Figuren til højre viser FJV's tankegang og ræsonnement til budgivningen af FCR. FJV når frem til en pris på 800 kr./MW pr. 4-timersblok (svarende til 200 kr./MW/time), hvilket med prisniveauet fra februar 2021 vil betyde et **afslag af budet**, da prisen i gennemsnit er 227 kr./MW pr. 4-timersblok.

Men FJV indmelder alligevel budet, da der kan opstå situationer, hvor kapaciteten er nødvendig. I forhold til historiske data, kan FJV forvente sjældent at blive aktiveret.

FJV - tankegang

Til case eksemplet antages at 4-timers blokkene for FCR falder samtidig med aFRR.

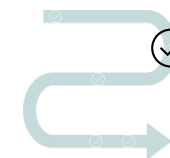
FJV har solgt 5 MW til aFRR markedet og har dermed allerede udnyttet 10 MW af elkedels effekt i timerne 2-9.

FJV har stadig en forventning om, at kunne indkøbe elforbruget for perioden på de 2x4 timer til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en produktionspris på 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

FJV ønsker at byde ind på FCR med 5 MW symmetrisk i begge 4 timers blokke til en pris på 200 kr./MW/time => **800 kr./MW/4-timers blok.**

Ekstra overvejelse:

På grund af aFRR aktiveringen, begynder FJV at overveje rentabiliteten ved at slukke fliskedlen helt i perioden eller drifte fliskedlen i lav last. Økonomiske fordele eller ulemper herved bør inddrages i budprisen – dette er dog udeladt i nærværende eksempel.



FCR – WHAT IF

For at illustrere FCR-aktivering og dets indvirkning på varmeproduktionen, tager vi nu udgangspunkt i at budet er accepteret for én af 4-timersblokkene samt at FJV er det dyreste bud. Endvidere antager vi, at den vundne blok er for time 2 til og med time 5.

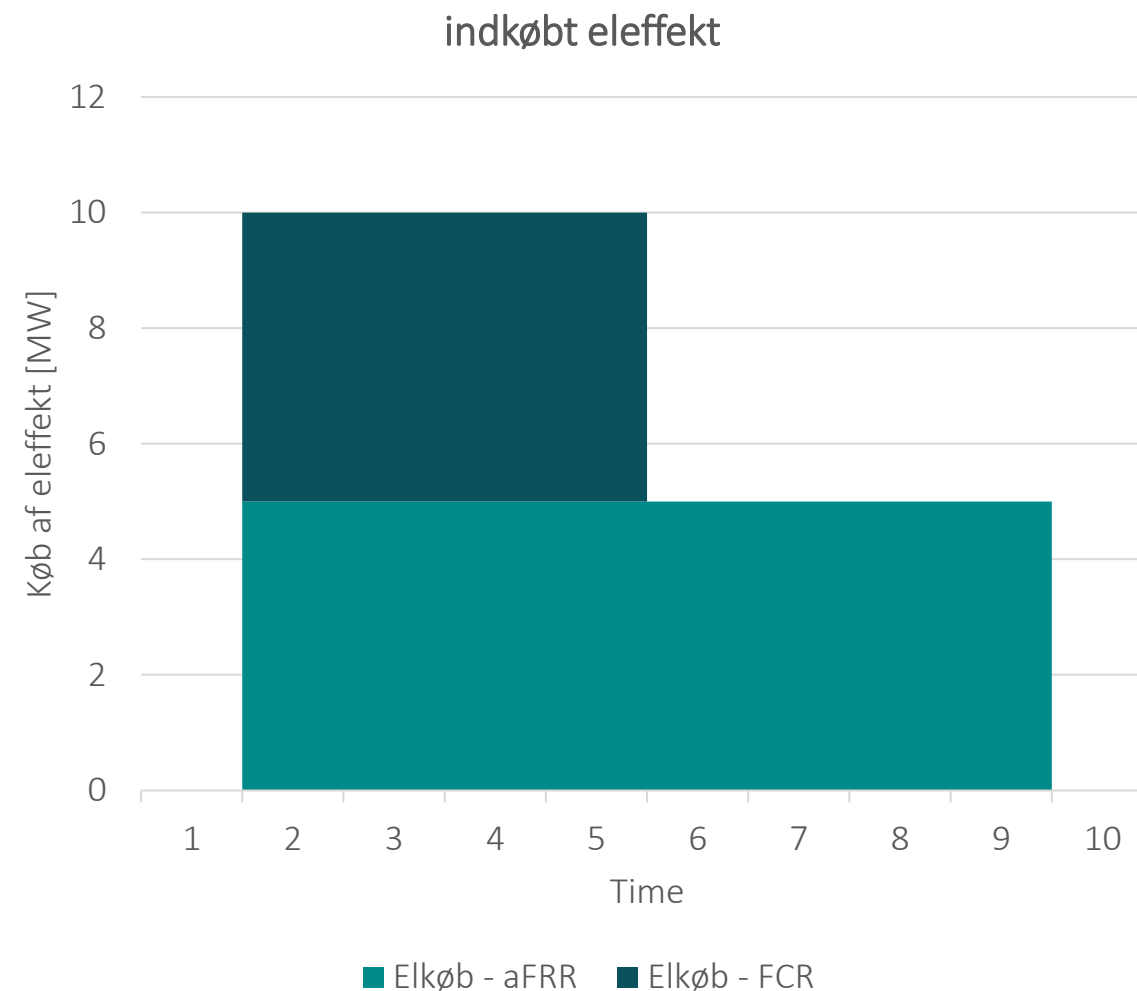
I dette tilfælde har FJV udnyttet al elkedelkapacitet fra time 2 - 5 og kan dermed ikke foretage flere salg af ydelser.

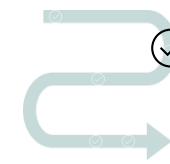
Nu har FJV forpligtiget sig til at indkøbe yderligere 4 timer á 5 MW til FCR, foruden de 8 timer á 5 MW til aFRR. FJV skal dermed indkøbe elforbruget som vist på figuren til højre.

Til gengæld modtager FJV en rådighedsbetaling på 800 kr./MW pr. 4-timersblok, altså en sum på 4.000 kr. for de 5 MW.

I forhold til planlægningen af varme ved FJV, at FCR aktiveringen er så energifattig, at det købte elforbrug også med stor sikkerhed er den forbrugte.

Varmeproduktionen med levering af FCR vil derfor være 20 MWh varme, hvilket vises integreret med aFRR delen på næste slide.





FCR – WHAT IF, FORSAT

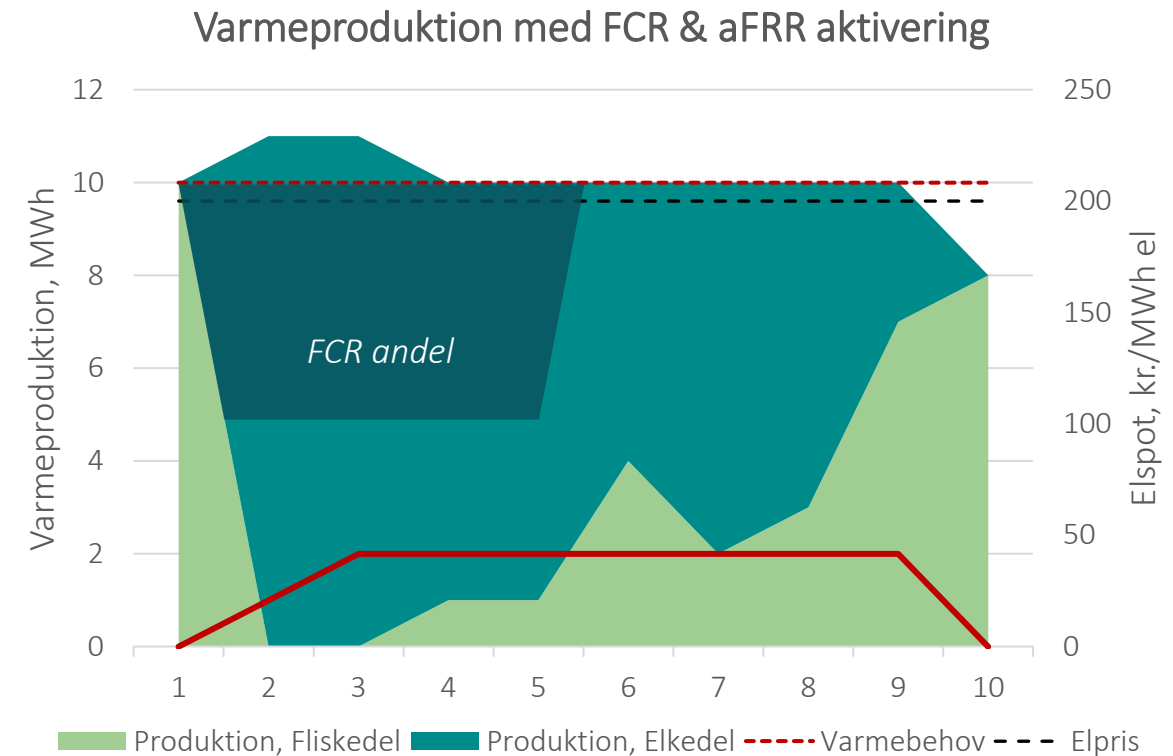
Ligesom med aFRR eksemplet antages, at FJV indkøber elforbruget til 200 kr./MWh el i hele perioden.

I forhold til elkedlens varmeproduktion er denne øget med 5 MW x 4 timer – som vist på figuren til højre. Dermed ses et kortvarigt stop af fliskedlen i time 2 og 3 samt et behov for lagring af varme. Elkedlen leverer 11 MJ/s varme i time 2 og 3.

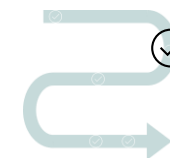
Varmeomkostningerne i nærværende eksempel ender alt inklusiv på **17.200 kr.**, hvilket er 1.000 kr. lavere end det opgjorte ved kun aFRR og 2.800 kr. lavere en referencen med udelukkende forsyning fra fliskedlen.

Eftersom FJV var den marginale FCR-enhed, kommer besparelsen fra forskellen mellem elprisen anvendt til budindmeldingen (250 kr./MWh el) og den realiserede elpris (200 kr./MWh el).

Givet at, FJV ikke var den marginale enhed på FCR-markedet, vil der skabes en større profit.



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, FCR:	20 MWh el	7.000 kr.	$20 * (D\&V + \text{spot})$
Produktionsomkostninger - fliskedel:			
Reduceret produktion	-20 MWh varme	- 4.000 kr.	$20 * 200 \text{ kr./MWh}$
Sum		3.000 kr.	$7.000 \text{ kr.} - 4.000 \text{ kr.}$
Sum inkl. FCR rådighedsbetaling		- 1.000 kr.	$3.000 \text{ kr.} - 4.000 \text{ kr.}$



FCR – OVERVEJELSER

For FCR gælder det om at byde ind med sine marginale omkostninger, således ses en profit givet man ikke er det marginale bud.

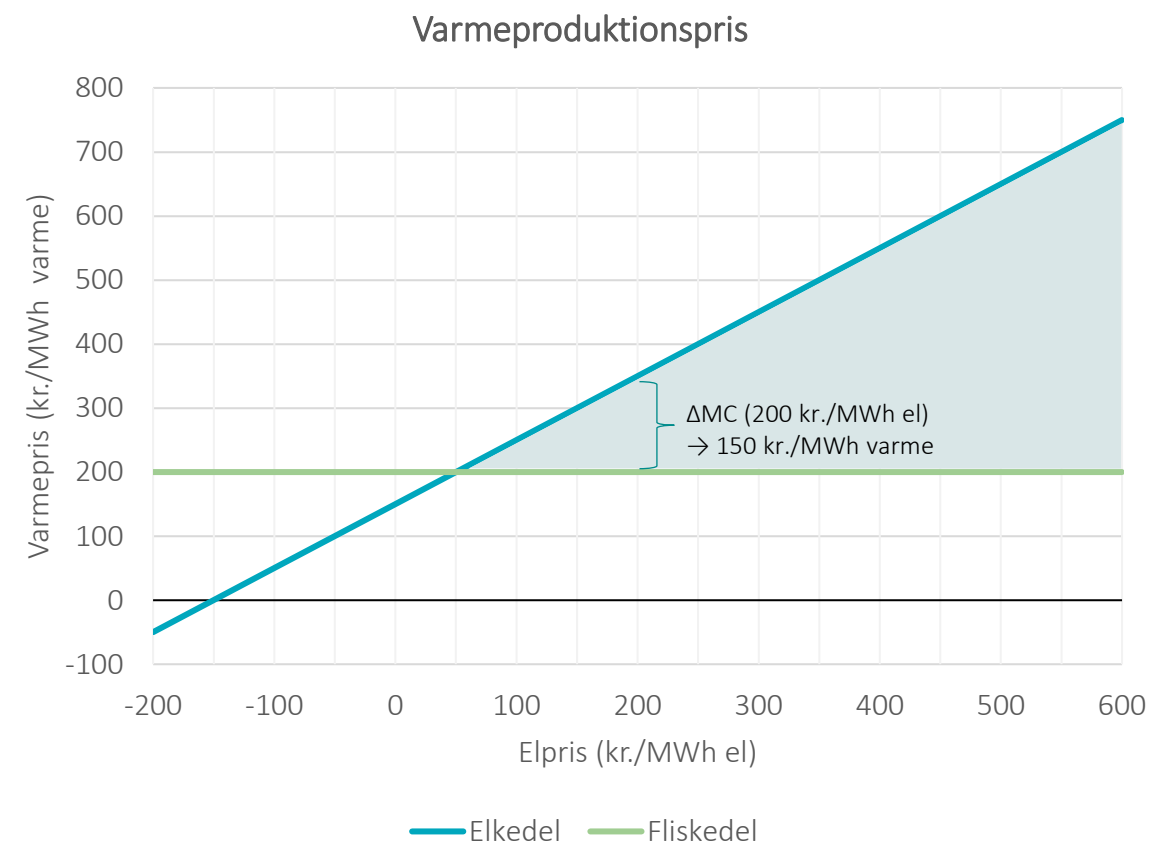
I FCR eksemplet blev varmebesparelsen opgjort til 1.000 kr., hvilket skyldtes at FJV forventede at indkøbe elforbruget til maks 250 kr./MWh el og indregnede dette i FCR budprisen.

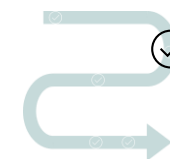
Den faktisk pris for indkøbt elforbrug blev dog 200 kr./MWh og derfor så FJV en profit på 50 kr./MWh varme á 20 MWh varme => 1.000 kr.

FJV's forventning om at elprisen maksimalt bliver 250 kr./MWh el indeholder en væsentlig risikodækningen, da den høje FCR budpris sjældent vil resultere i accept af bud.

Hvis FJV havde været mere risikovillig, eventuelt med belæg fra statistiske beregninger, prognosemodeller eller blot vindprognoser, ville de spekulere i sandsynligheden for FCR aktivering samt den efterfølgende sandsynlighed for at opnå en rentabel elspot.

Dette er belyst i næste slide.





FØLSOMHEDSANALYSE

Der er lavet en statistisk følsomhedsanalyse, hvorfra forskellige FCR budpriser sammenholdes med sandsynlighed for aktivering og hertil aktivering med omkostninger lavere end fliskedlens varmepris på 200 kr./MWh varme.

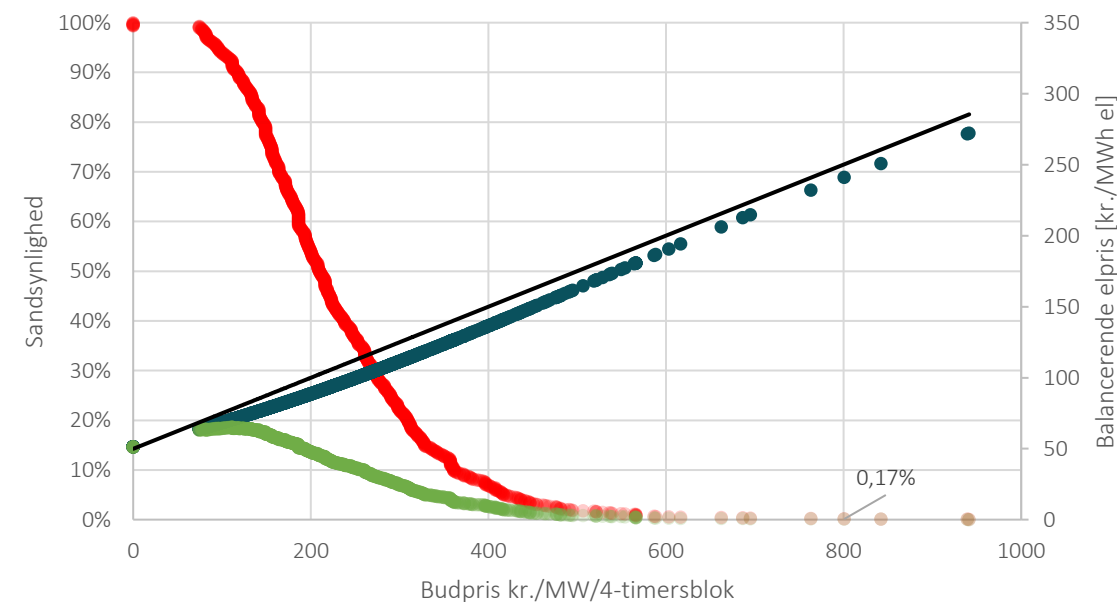
Resultatet (grønne punkter) er, at en FCR budpris på omkring 100 kr./MW/4-timersblok har 20 % sandsynlighed for at blive aktiveret og at aktiveringen udløser varmebesparelser. Desto højere substitutionsprisen er for varme, desto oftere vil FJV opleve en besparelse.

I dette eksempel, vil man markant kunne forbedre sine muligheder ved blot at vurdere vindmængden forud for budgivningen fremfor en statistisk tilgang.

FJV vil fremadrettet vurdere mængden af vindkraft i budperioden, da vind oftest medfører lave elspot-priser. FJV vil derefter afgive en lav FCR budpris og dermed sikre aktivering samt en betaling (markedet prissættes efter højest accepteret bud). Disse to tiltag vil påvirke FJV's mulighed for opnå besparelse fra FCR-markedet markant.

Forklaring

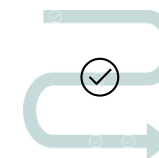
- Viser sandsynligheden for FCR-aktivering ved forskellige budpriser. Eksempelvis er der kun 0,2% sandsynlighed for at prisen for FCR er større end 800 kr./MW/4-timersblok, men er med sikkerhed større end 0 kr./MW/4-timersblok.
-) Viser den nødvendige elpris til hver FCR-bud for at balancere med fliskedlens varmeomkostninger. Eksempelvis ved FCR bud på 0 kr./MW/4-timersblok kræves en elpris på 50 kr./MWh el. Ved en budpris på 800 kr./MW/4-timersblok skal elprisen være under 250 kr./MWh el for at der scores en gevinst.
- Viser sandsynligheden for at spotprisen for el er under den balancerende pris. Eksempelvis ses at elprisen med næsten 80 % sikkerhed er under 285 kr./MWh el. Ligeledes ses sandsynligheden for at elspotten er under 50 kr./MWh el at være ca. 15 % af tiden, som var den balancerende elpris ved FCR bud på 0 kr./MW/time.
- Viser produktet af de to sandsynligheder (FCR-aktivering samt rentabel elspot) i forhold til FCR budprisen. Resultatet er sandsynligheden for at opnå varmebesparelse og i værste tilfælde balancering ved forskellige budpriser. F.eks. ses et peak ved FCR budpris på omkring 100 kr./MW/4-timersblok.



- Sandsynlighed for aktivering
- Sandsynlighed Elspot < Balancerende elpris
- Sandsynlighed for varmebesparelse
- Balancerende elpris

FCR-markedet med dansk indtræden er stadig ny, hvorfor der ikke foreligger et godt data sæt. Derfor er der anvendt tyske priser fra perioden 01.07.2020-20.1-2021 og herefter DK1 priser.

Data kan findes ved regelleistung



MFRR - INTRODUKTION

Ved at sælge sin kapacitet på mFRR reservemarkedet forpligter man som aktør sig til at indmelde samme mængde i regulerkraftmarkedet som energibud. De priser en aktør melder ind på kapacitetsmarkedet og energiaktiveringsmarkedet (regulerkraft) er uafhængige af hinanden.

Energinet indkøber kun kapacitetsreserve for mFRR opregulering.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR-forpligtigelsen og kan indsendes som både op- og nedregulering (kaldet frivillige bud). Budindmeldelsen skal ske senest 45 minutter inden den aktuelle driftstime, men er man forpligtiget gennem salg af mFRR-kapacitet, skal opreguleringsbud for de relevante timer leveres inden kl. 17 før driftsdøgnet.

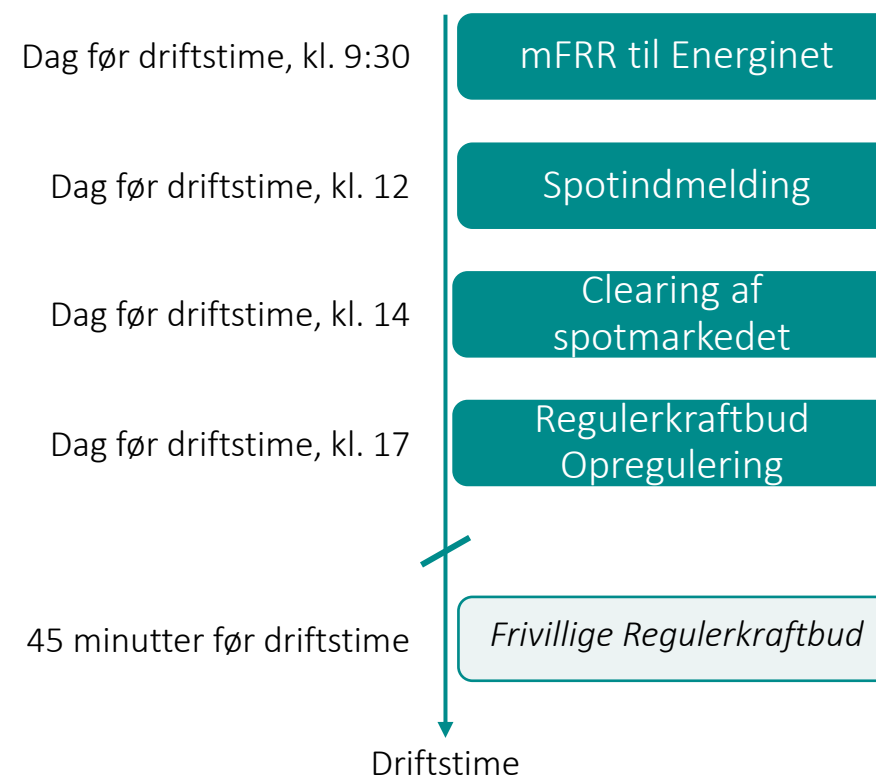
Selve aktionen for mFRR har seneste budindmelding kl. 9.30 før driftsdøgnet, hvorfor dette sker inden budindmeldingen til spotmarkedet. mFRR kapacitet indkøbes i DK1 per time.

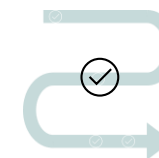
Alle accepterede kapacitetsbud modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For aktivering af energien i form af regulerkraftbud modtager alle aktiverede bud til balancering også prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For kapacitet skal hvert bud skal mindst være på 5 MW og højst 50 MW.

Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.

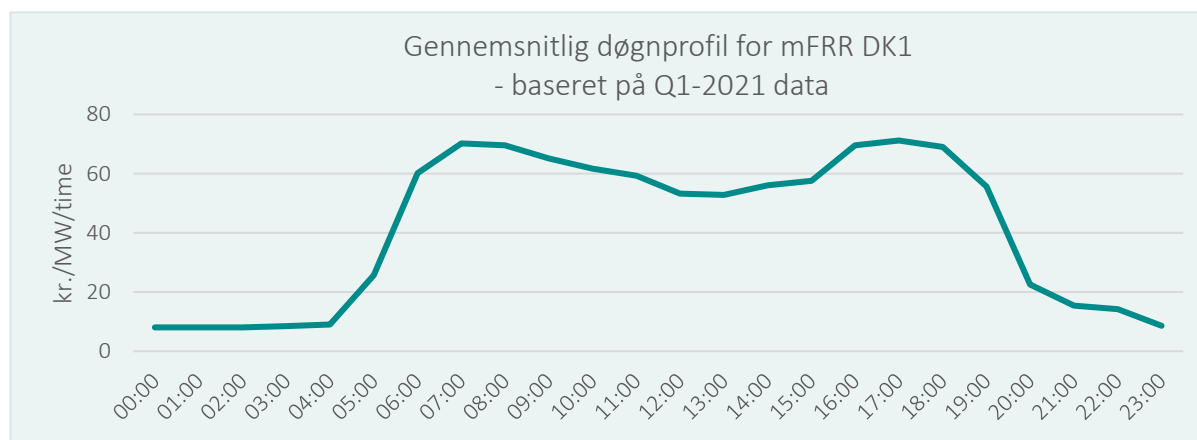




MFRR - OVERVEJELSER

mFRR indeholder store døgnvariationer, hvilket er vist i understående graf med et gennemsnits kapacitetspris på 41 kr./MW/time.

Da mFRR bud også indgives før clearingen af spotmarkedet skal man gøre sig de samme overvejelser som ved aFRR og FCR markederne.



På baggrund af prisstatistik i Q1-2021, vil FJV med en budpris på 200 kr./MW/time bliver accepteret ca. 2 % af tiden.

FJV - tankegang

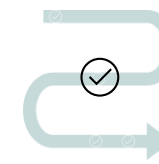
FJV har reserveret hele elkedlens kapacitet til aFRR og FCR i time 2-5. Fra time 6-9 leveres kun aFRR og dermed er der 10 MW kapacitet til mFRR bud. Hertil kan FJV også byde ind med fuld kapacitet i time 1 og 10.

FJV gør sig nøjagtig de samme overvejelser som ved FCR & aFRR markederne. De tager stilling til, hvor billigt de forventer at kunne indkøbe elkedlens elforbrug.

Igen har FJV en forventning om, at kunne indkøbe elforbruget for perioden til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en produktionspris på 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

FJV byder 10 MW til mFRR i time 6-9 med en budpris på **200 kr./MW/time**.

Time 1 og 10 er ikke budindmeldt blot for at vise variationer i budindmeldinger (bl.a. spotmarkedet) og produktionsplaner.



MFRR – WHAT IF

For at illustrere mFRR aktiveringen og dets indvirkning på varmeproduktionen, tager vi nu udgangspunkt i at budet er accepteret for 4 af timerne med 10 MW samt at FJV var det dyreste bud.

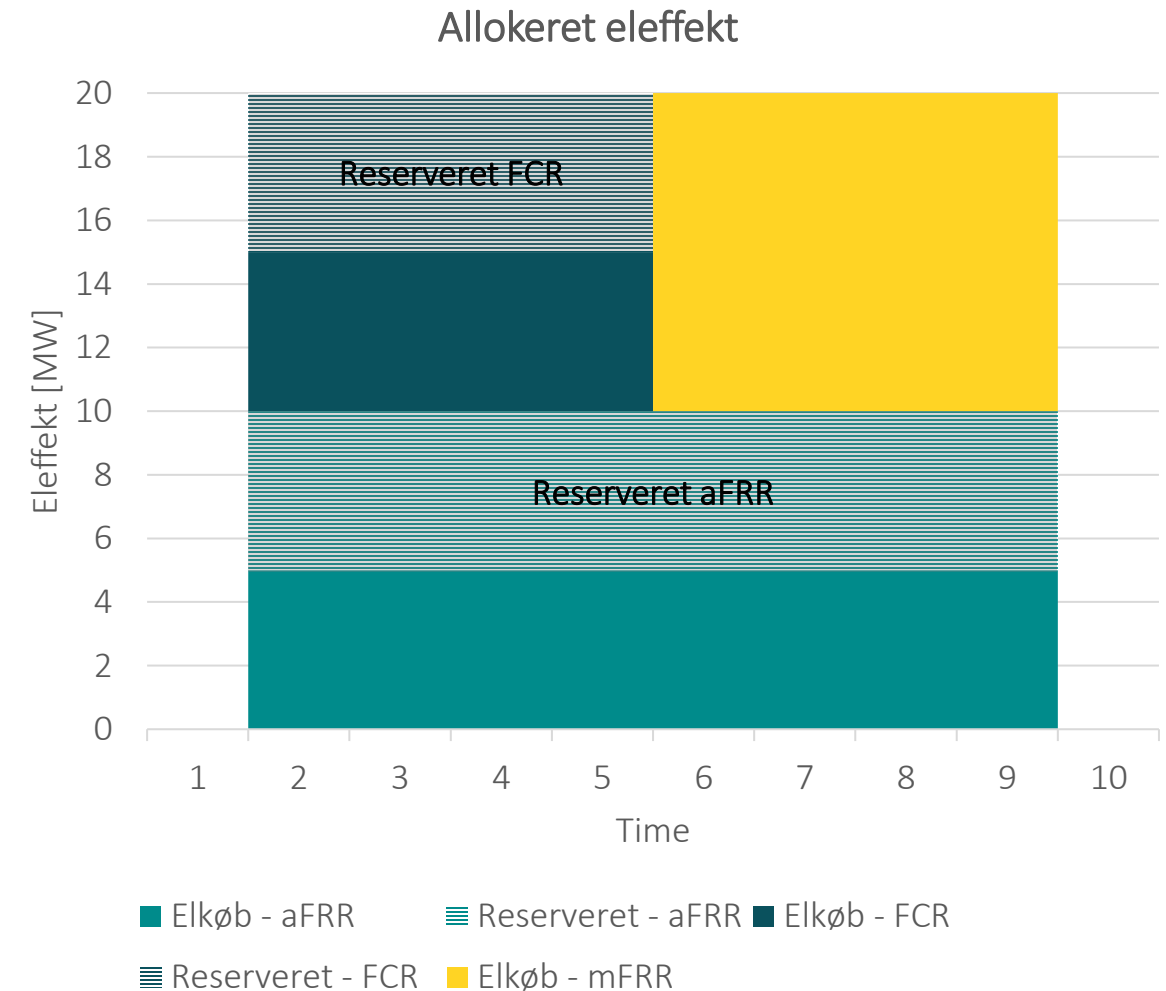
Nu har FJV forpligtiget sig til at indkøbe yderligere 10 MW á 4 timer.

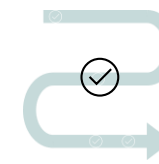
Læg mærke til at hele elkedelens kapacitet er nu afsat i alle timer samt at mFRR kun omfatter reduktion af elforbruget, hvorfor der ikke reserveres kapacitet i anden retning.

Både aFRR og FCR kræver at man kan regulere op og ned, hvorfor deres reservation er symmetrisk / tæller dobbelt (vist med skraveret udfyldning på figuren). For det skraverede område skal elforbruget ikke indkøbes - den indkøbte mængden er derfor 10 MW i time 2-5 og 15 MW i time 6-9.

Kapacitetsbetalingen for mFRR er:

$200 \text{ kr./MW/time} \times 10 \text{ MW} \times 4 \text{ timer} = 8.000 \text{ kr.}$





MFRR – WHAT IF, FORSAT

Ligesom med de øvrige eksempler antages, at FJV indkøber elforbruget til 200 kr./MWh el i hele perioden.

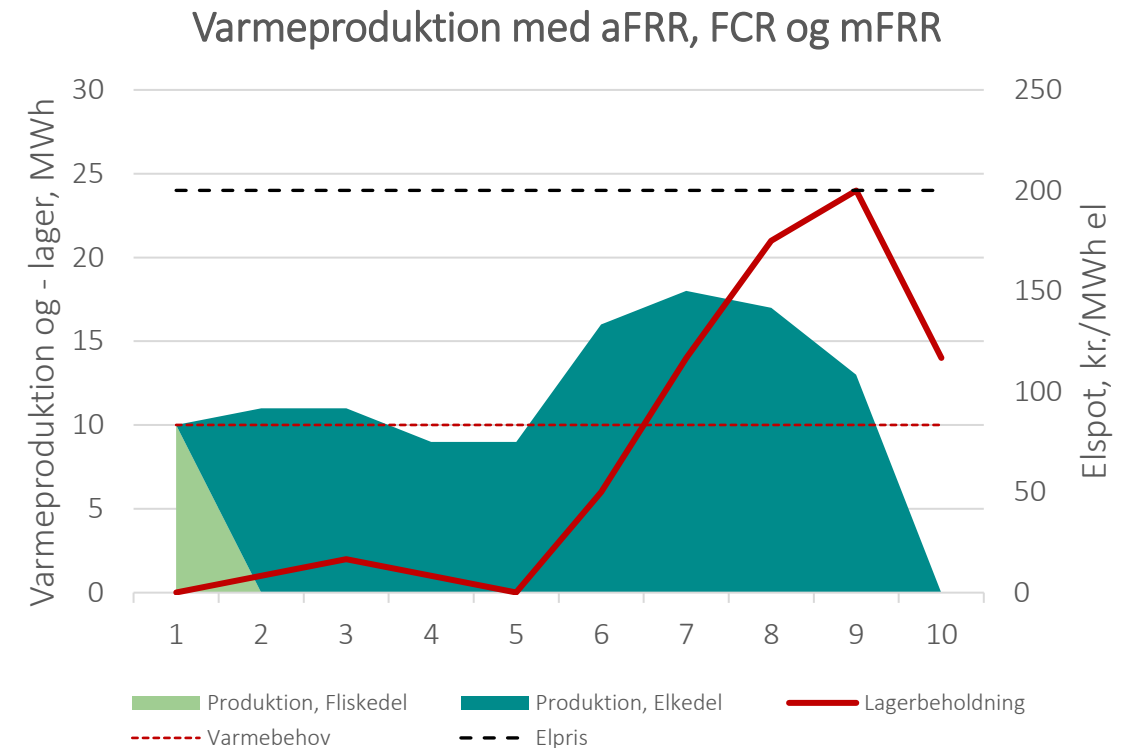
Elkedlens planlagte varmeproduktion overstiger nu varmebehovet, hvorfor varmelageret tages yderligere i brug samt slukkes fliskedlen.

Figuren til højre viser den planlagte varmeproduktion eksklusiv regulerkraftaktiveringer. Behovet for regulerkraft aktiveres nær ved eller i driftstimen, hvorfor varmeproduktionen fra elkedlen kan blive mindre end det planlagte.

Idet mFRR kun er en forpligtigelse til at indgive regulerkraftbud, er budprisen afgørende for om man aktiveres. Hertil skal behovet for opregulering naturligvis også opstå.

Budgivning til regulerkraftmarkedet skal ikke værdisættes i mFRR eksemplet, da dette også kunne være indgivet uagtet mFRR forpligtigelsen.

I dette eksempel giver mFRR leverancen en yderligere besparelse på 2.000 kr. og dermed lander varmeomkostningerne på **15.400 kr.**



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, mFRR:	40 MWh el	14.000 kr.	$40 * (D\&V + \text{spot})$
Produktionsomkostninger - fliskedel:			
Reduceret produktion (inkl. lager)	40 MWh varme	- 8.000 kr.	$40 * 200 \text{ kr./MWh}$
Sum		6.000 kr.	$14.000 \text{ kr.} - 8.000 \text{ kr.}$
Sum inkl. mFRR rådighedsbetaling		- 2.000 kr.	$6.000 \text{ kr.} - 8.000 \text{ kr.}$

OPSUMMERING AF SYSTEMYDELSER

Resultaterne fra systemydelseerne er vist på vandfaldsdiagrammet til højre.

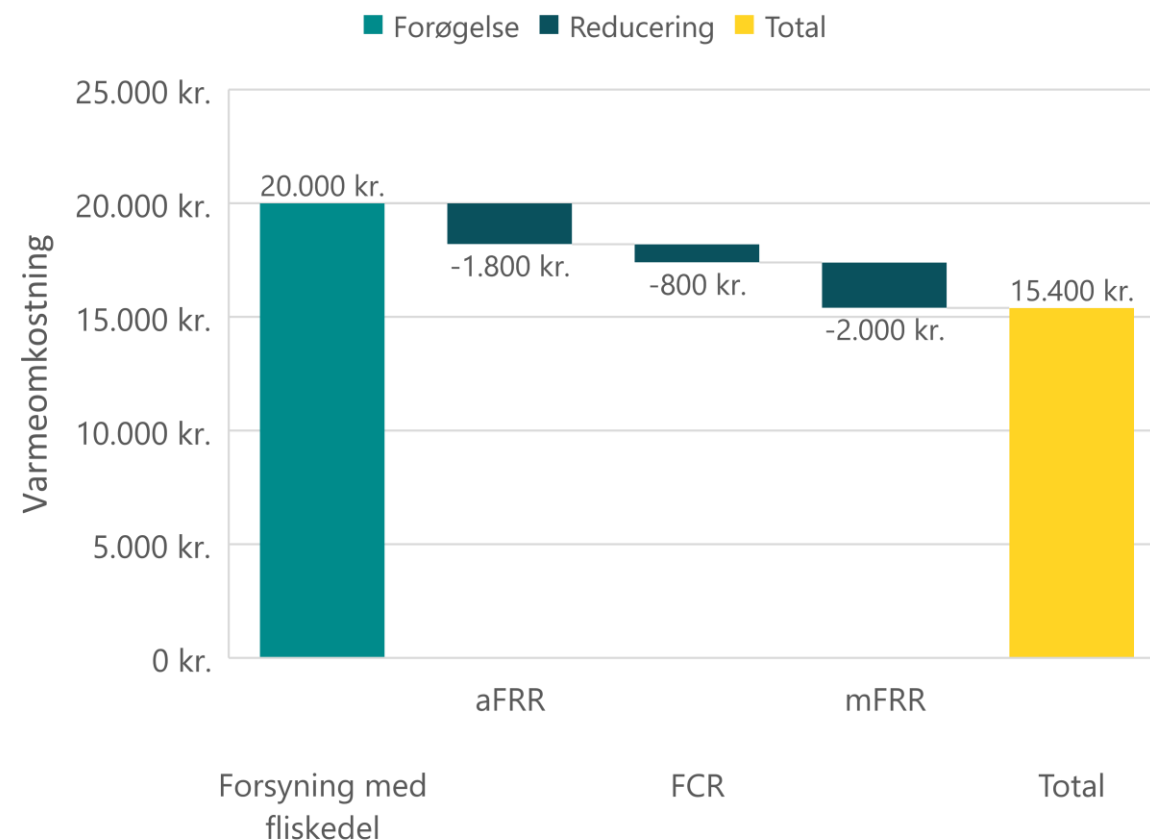
I de tænkte eksempler har man reduceret varmeomkostningerne med ca. 25 % ved den samlede leverance af systemydelser.

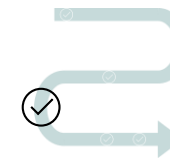
Dog lå både FJV's bud for FCR og mFRR udenfor det normale prisleje, hvorfor de to leverancer kun vil forekomme sjældent med FJV's konservative budstrategi.

Hovedformålet med denne case beskrivelse er ikke at fremvise et økonomiske resultat, men at illustrere overvejelserne til budgivning samt konsekvensen for den planlagte varmeproduktion.

Energinet opfordrer altid alle aktører til at indgive bud uanset prisen (som sættes efter faktiske omkostninger), da alle bud kan gå hen og blive essentielle for balanceringen af elsystemet.

Varmebesparelser fra eksemplerne





DAY-AHEAD MARKEDET

Elleverandører, store forbrugere og producenter handler igennem deres balanceansvarlige aktør i day-ahead markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.

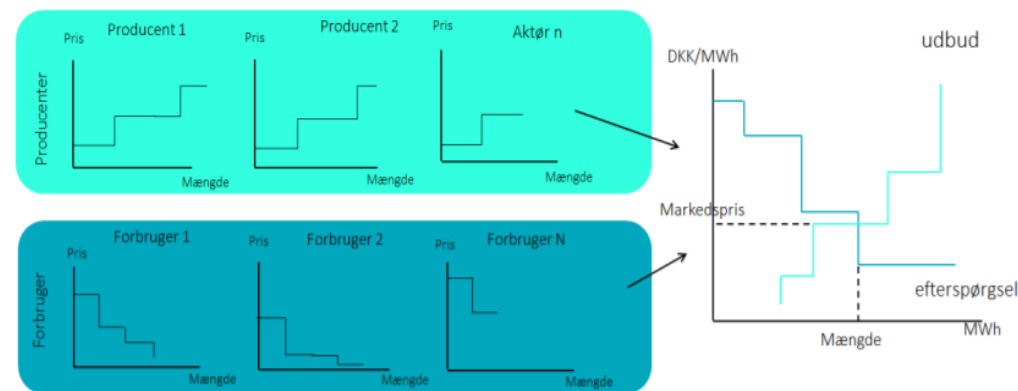
Day-ahead-markedet er det største marked, og mere end 70 procent af det samlede elforbrug i Norden handles her. Nord Pool tilbyder mange forskellige budformer som kan kombineres for at understøtte forskellige behov.

Senest kl. 12 skal alle bud være indmeldt til Nord Pool Spot og herefter cleares prisen for det efterfølgende driftsdøgn. Markedet er marginalprisafregnet, hvilket betyder det er dyreste bud, som sætter prisen.

Prisen mellem lande og budzoner vil være ens medmindre der opstår en begrænsning på elforbindelserne mellem områderne.

Man kan også have handle sit elforbrug/elproduktion i *forward markedet*, hvilket betyder at man faktisk kan prissikre sit forbrug/produktion frem i tiden (dage, uger, måneder, år).

For FJV betyder en forward handel, at man kender elkedlens produktionspris og dermed kan man bedre tilrettelægge sine bud samt planlægge sin varmeproduktion.



I nærværende case beskrivelse antages, at spotprisen cleares til 200 kr./MWh el i alle timer.

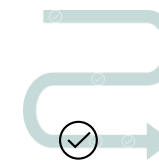
FJV har allerede budt ind i alle systemydelse før day-ahead-markedet. For at sikre den nødvendige kapacitet til at levere systemydelse, har FJV indgivet følgende bud til Nord Pool:

Time 2-5: 10 MW el til 1000 kr./MWh el

Time 6-9: 15 MW el til 1000 kr./MWh el

Time 1,10: 20 MW med elpris \leq 50 kr./MWh el

1000 kr./MWh el er valgt i time 2-9 da FJV har forpligtet sig til at levere systemydelse, som kræver et elforbrug på elkedlen. Ved at byde en høj pris på det nødvendige forbrug, sikrer de at indkøbe el til dette formål.



ENERGINET

INTRA-DAY

Efterfølgende handel kan fra kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet og frem til en time før driftstimen finde sted på det grænseoverskridende intra-day marked (XBID).

På intra-day markedet kan en aktør handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde, hvor et kulkraftværk tvinges til driftsstop, eller en offshore vindmøllepark producerer mindre el end prognosticeret.

Intra-day handler gennemføres bilateralt og løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at XBID-systemet matcher relevante købs- og salgsbud, hvorefter handlen indgås mellem højeste købspris og laveste salgspris, på first come first serve basis, ligesom mange kender det fra aktiemarkedet.

Sammenfattende betyder det for en elkedelejer, at man hele tiden har muligheden for at handle sig i balance. Som hovedregel må man forvente, at intra-day prisen er et sted mellem spotprisen og regulerkraftprisen (RK-prisen).

FJV - tankegang

Fra clearingen af elspotten, fik FJV dækket elkedlens elforbrug. FJV holder dog stadig øje med prisudviklingen på markedet, da priser under 50 kr./MWh el gør elkedlen mere favorable end fliskedlen.

I det tilfælde, at FJV ikke fik handlet alle påkrævende mængder eller købte mere end nødvendigt, vil FJV kunne handle sig i balance op til timen før driftstimen.

Dette er tilfældet i DK2 casen, da flere markeder er cleares efter spotmarkedet.

REGULERKRAFTMARKEDET

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

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Regulérkraftbud, som følge af salg af mFRR-kapacitet, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen.

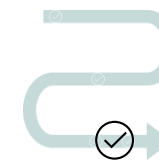
Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW både for op- og nedregulering.

Enten lige før eller i løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af Kontrol Centeret hos Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh.

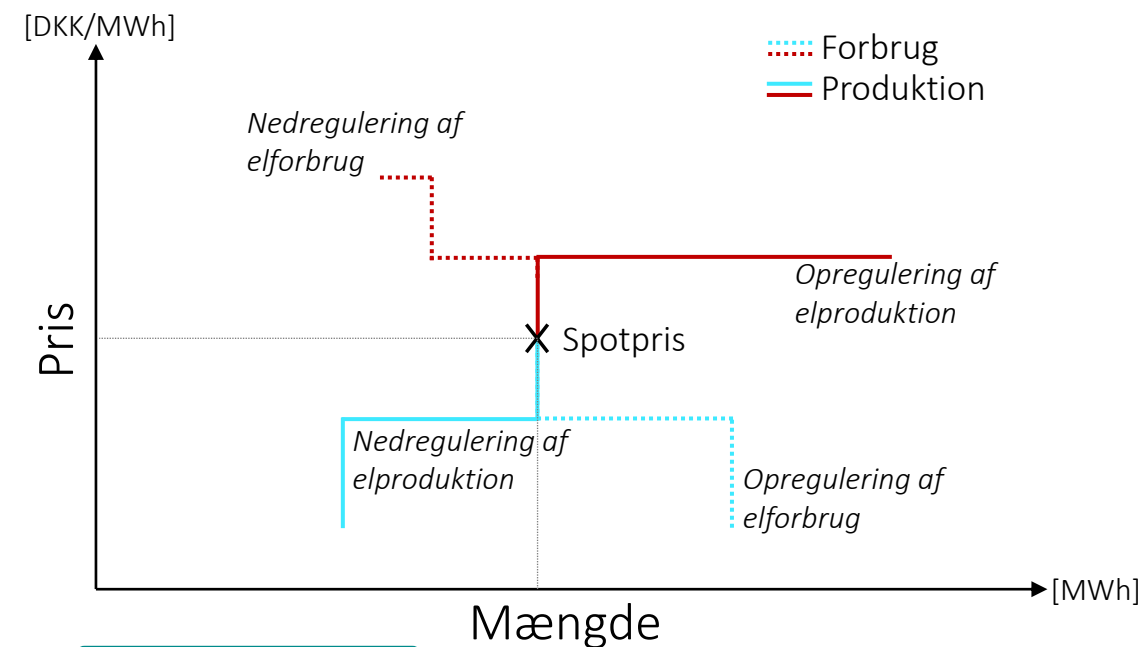
Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Oftest aktiveres bud i hele timer.

Figuren til højre skitserer, hvordan både elforbrug og –produktion kan levere op- og nedregulering i forhold til en clearet spotpris.

I Q1-2021 er den gennemsnitlige opreguleringspris i DK1 opgjort til spotprisen + 220 kr./MWh, og den gennemsnitlige nedreguleringspris er Spotprisen - 114 kr./MWh.



ENERGINET



FJV - tankegang

FJV kender nu hele deres produktionsplan og ved at de kan byde ind med 20 MW nedregulering (svarende til at øge elforbruget på elkedlen) i time 1 og 10 til en pris 50 kr./MWh el – ligesom ved day-ahead markedet.

I time 2-5 er al kapacitet afsat til FCR og aFRR.

I time 6-9 er FJV forpligtiget til at indgive 10 MW opreguleringsbud (svarende til at reducere elforbruget på elkedlen) pga. mFRR aktiveringen. FJV har allerede fået dækket deres omkostninger gennem rådighedsbetalingen og ved at med en elpris til 200 kr./MWh, så vil man kunne spare 150 kr./MWh varme ved at producere med fliskedlen.

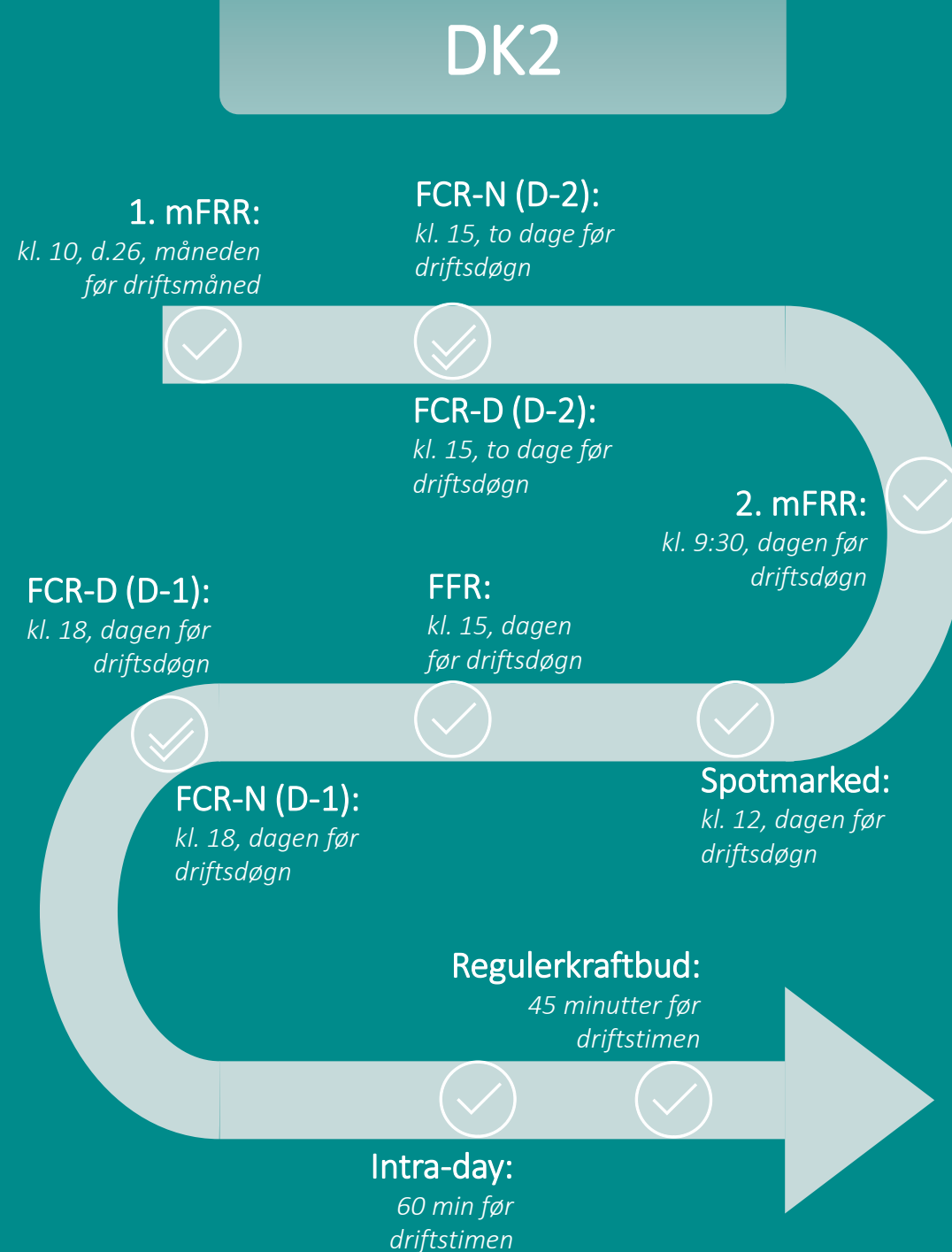
FJV byder derfor ind i time 6-9 med opregulering til spotprisen (man kan ikke byde under) og håber både på et behov for opregulering samt at RK-prisen bliver højere end spotprisen. FJV vil se en gevinst på 150 kr./MWh varme + (RK-prisen – spotprisen), hvilket kan gå hen og blive en væsentlig besparelse, særligt med en høj RK-prisen for opregulering.

BUDPLAN – DK2

Til højre ses en kronologien af de forskellige markeder en aktør i DK2 har mulighed for at deltage i.

Nærværende elkedel-case vil følge denne kronologi til illustration af markederne og de tilhørende overvejelser bag budgivningen.

1. mFRR (m-1)
2. FCR-N & FCR-D (D-2)
3. mFRR (d-1)
4. Spotmarkedet
5. FFR
6. FCR-N & FCR-D (D-1)
7. Intra-day
8. Regulerkraftbud



UDNYTTELSE AF KAPACITET

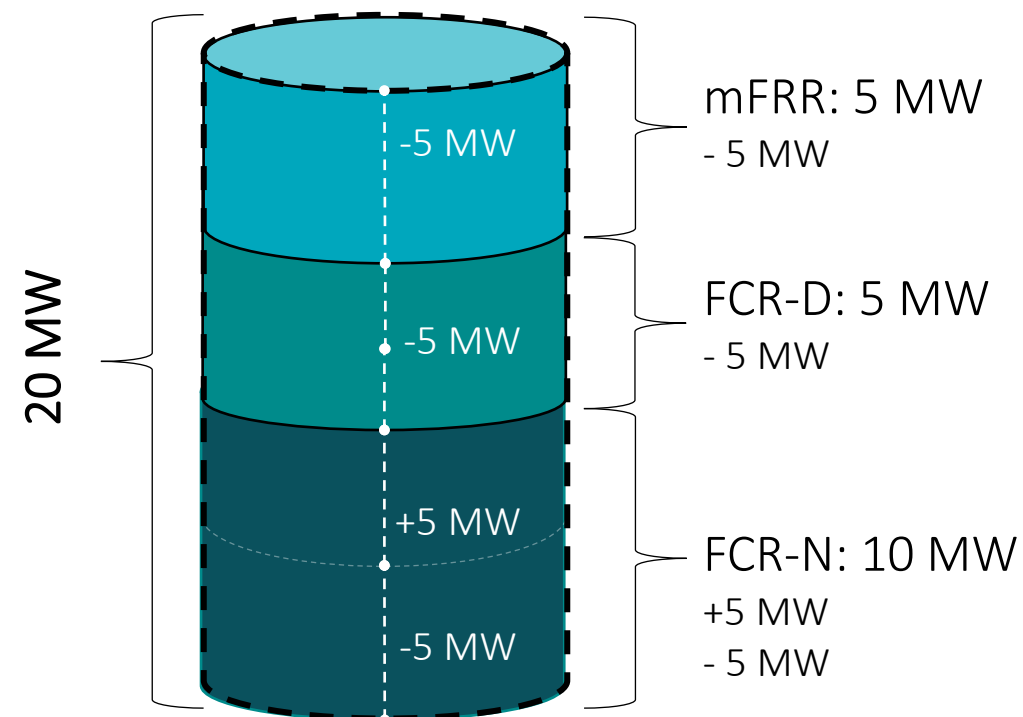
Ved budgivning af systemydelser er det vigtigt ikke at oversælge sin kapacitet, da manglende leverance dels afleder omkostninger, men på sigt også eksklusion fra markederne.

Figuren til højre viser en mulig reservation af elkapacitet med en 20 MW elkedel.

Eksempel:

- FCR-N, symmetrisk: 5 MW bud => 10 MW reserveret kapacitet
- FCR-D, opregulering: 5 MW bud => 5 MW reserveret kapacitet
- mFRR, opregulering: 5 MW bud => 5 MW reserveret kapacitet

I dette tilfælde er alle 20 MW opbrugt og elkedlen vil ikke kunne levere øvrige ydelser i den pågældende time.





MFRR (M-1), INTRODUKTION

mFRR markedet er en kapacitetsbetaling for en forpligtigelse om at indmelde x MW opregulering ind som regulerkraftbud i NOIS.

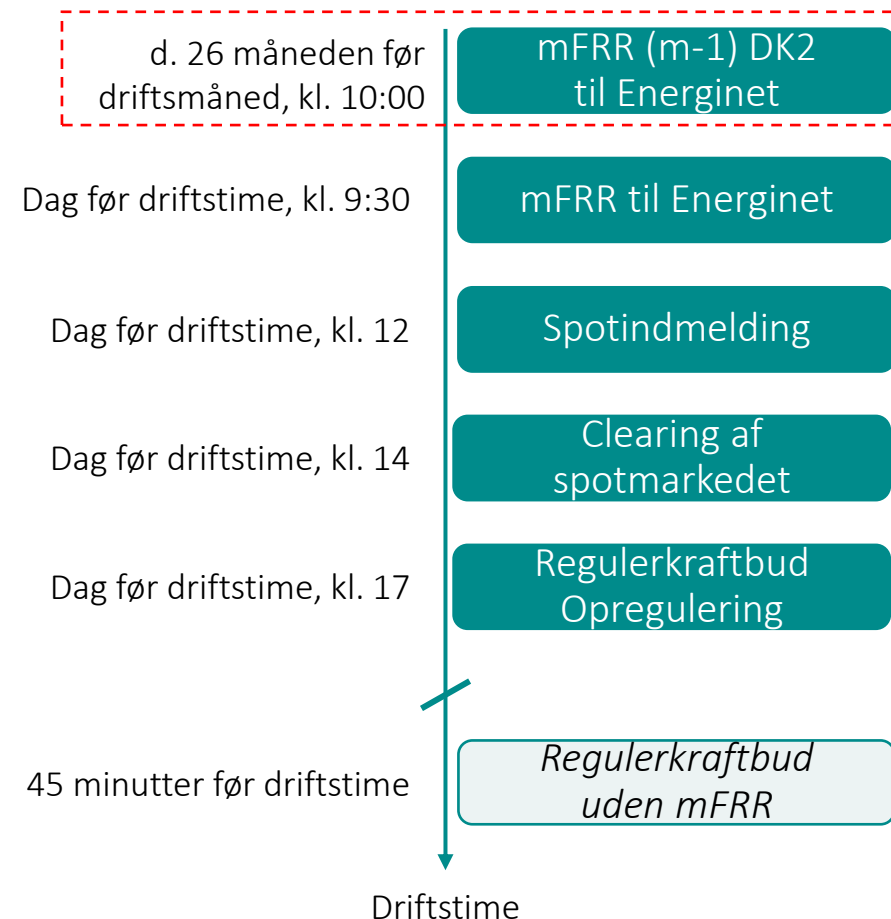
I DK2 indkøbes reserven på dagsauktioner og månedsauktioner med hhv. 40 % og 60 % fordeling, hvor månedsauktionen indeholder omkring 300 MW.

Månedsauktionen, mFRR (m-1), indeholder én pris og én mængde der gældende for alle timer i hele måneden, mens dagsauktionen indeholder priser og mængder for hver time i det pågældende døgn.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR forpligtigelsen og kan indsendes som både op- og nedregulering (kaldet frivillige bud). Budindmeldelsen kan gøres indtil 45 minutter inden den aktuelle driftstime.

Månedsauktionen kræver at bud skal være mindst 5 MW og højst 100 MW.

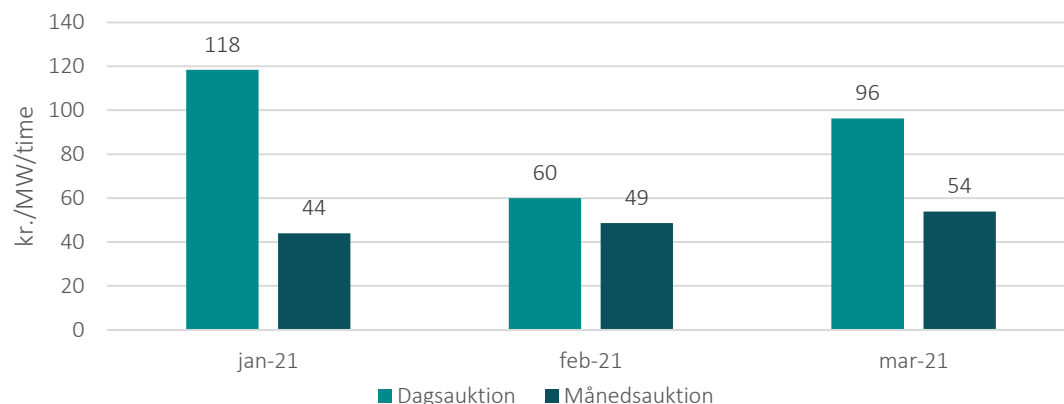
Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.





MFRR (M-1), OVERVEJELSER

Understående figur viser gennemsnitlige markedspriser for Q1-2021 for mFRR i DK2, for hhv. dags- og månedsauktionen.



Prisforskellen kan skyldes, at grundlastsanlæg, der alligevel er i drift i alle timer i perioden, byder ind på månedsauktionerne, mens mellem- og spidslastsanlæg byder ind på dagsauktioner.

Varmepumper og kraftvarmeanlæg der skal forsyne et varmebehov er oplagte teknologier til denne auktion, mens spidslastenheder, som elkedler, sjældent driftes konstant i en hel måned.

.... mFRR forsættes under dagsauktion

FJV - tankegang

mFRR er en månedlig forpligtelse til at byde ind med regulerkraft i alle timer, men i dette simple eksempel antages, at forpligtelsen blot gælder hele perioden.

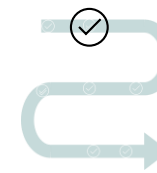
FJV har en forventning om, at kunne indkøbe elforbruget for perioden til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en produktionspris på 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

Markedet prissættes efter dyreste aktiveret bud, hvorfor FJV vil byde ind til deres marginal pris og dermed generere en profit ved budaktivering til en højere pris end FJV's marginal omkostninger.

FJV byder ind på mFRR månedsauktion med 5 MW for **200 kr./MW/time**.

FJV's budpris er højere end markedsniveauet for Q1-2021, hvorfor en aktivering i månedsauktionen vil være sjælden.

Det synes at passe FJV fint, dels fordi elkedlen er et spidslastanlæg, hvor en mFRR forpligtelse kræver drift i alle timer for at levere opregulering, dels fordi dagsauktionen indeholder højere aktiveringspriser og endelig fordi prognoseusikkerheder for f.eks. varmebehovet er reduceret.



FCR-D & FCR-N

Det fremgår af kronologien, at FCR-D og FCR-N bydes over to omgange hhv. D-2 og D-1 samt at budgivningen for de to reserver er simultan – dette åbner for mange overvejelser og budkombinationer.

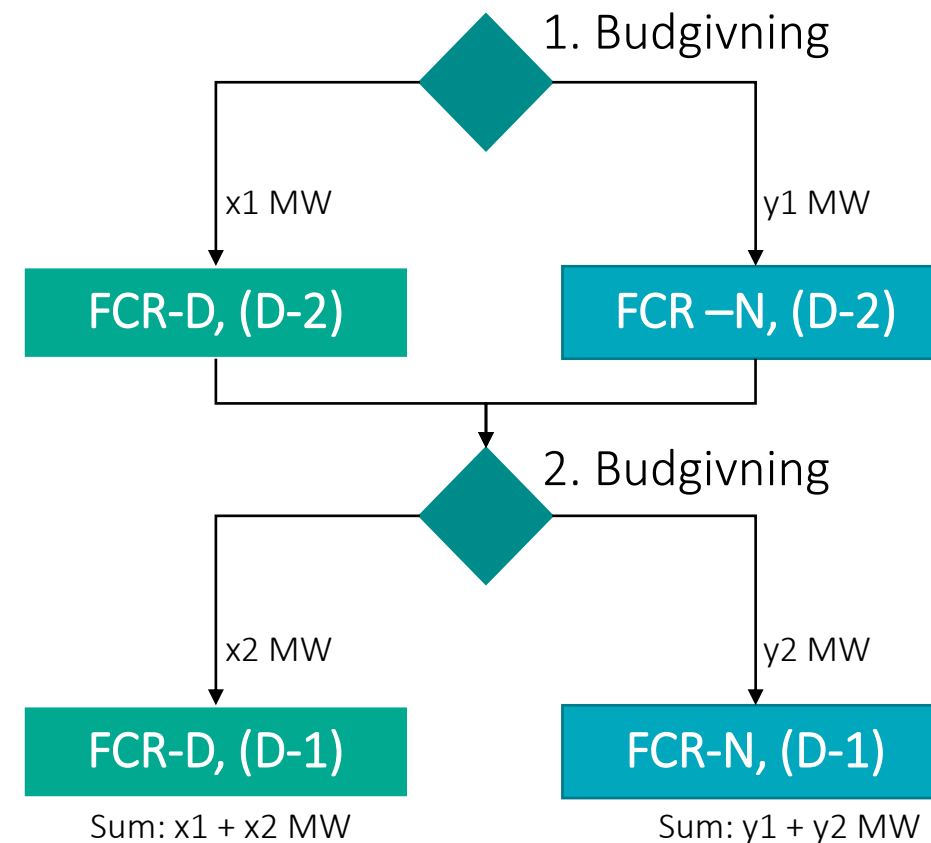
Generelt betyder det, at aktørerne skal være overveje deres budindmelding både i forhold til mængde, men også pris. Endvidere er der mulighed for at tilbagesælge en leverance vundet i D-2 markedet i D-1 markedet.

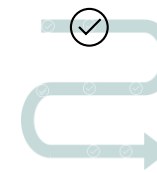
En overvejelse til 1. budrunde kunne være at indmelde halvdelen af kapaciteten på begge markederne eller satse på ét af markederne (antaget at den enhed der meldes ind er godkendt til at levere begge reserver).

Inden 2. auktsionsrunde (D-1) kendes priserne fra 1. auktsionsrunde (D-2) samt spotpriserne, hvilket åbner for yderligere overvejelser.

De næste par slides indeholder først en introduktion af *FCR-D* og *FCR-N* samt FJV's budstrategi for *FCR-D* og *FCR-N* i 1. budrunde.

For at følge kronologien kommer 2. budrunde af *FCR-D* og *FCR-N* senere i casebeskrivelsen.





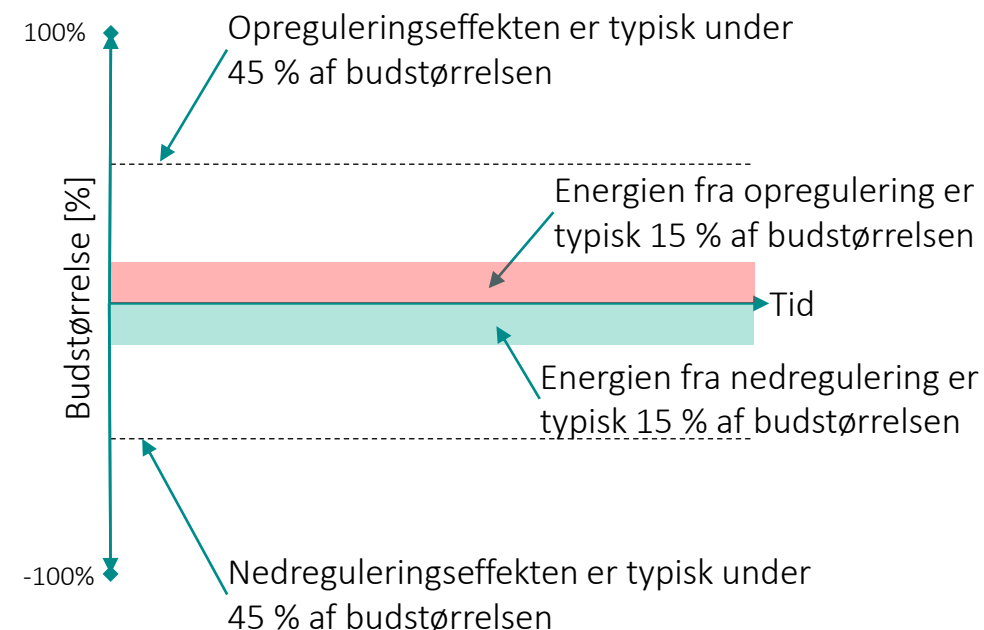
FCR-N, INTRODUKTION

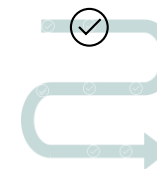
FCR-N, frekvensstyret normaldriftsreserve, er en automatisk regulering leveret af produktions- eller forbrugsenheder. FCR-N kræver en symmetrisk ydelse, hvilket betyder at ydelsen indeholder både op- og nedregulering.

FCR-N er en ydelse med moderate energimængder og aktiveringer – historisk er der opgjort en load factor på ca. 15 % for både op- og nedregulering særskilt. Energimængden fra FCR-N er derfor tæt på 0 MWh, da op- og nedreguleringer over tid balancerer / udjævner hinanden.

I 75 % af tiden er den aktiveret effekt under 45 % af budstørrelsen for både op- og nedregulering, mens behovet for aktivering er rimelig konstant.

For leverancer med en elkedel betyder det, at elkedlen vil være aktiv hele tiden med væsentlige udsving i effekten. Varmeproduktionen fra aktiveringer vil dog over perioden typisk være lav, da op- og nedreguleringer over timen udjævner energien.





FCR-D, INTRODUKTION

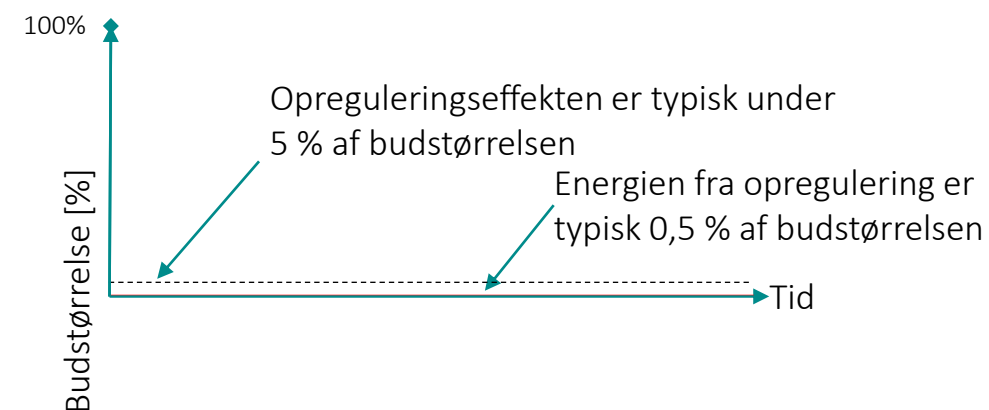
Ved større driftsforstyrrelser er frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve en hurtig reserve, som skal afbøde store frekvensfald fra udfald af store produktionsanlæg eller linjer.

Energinet indkøber i samarbejde med Svenska kraftnät FCR-D som opreguleringseffekt (nedregulering indkøbes fra primo 2022).

FCR-D er en ydelse med meget lidt aktivitet og energi – historisk er der opgjort en load factor på ca. 0,5 % af budstørrelsen, hvorfor energimængden er yderst lav.

I 75 % af tiden er den aktiveret effekt under 5 % af budstørrelsen for opregulering. Der er meget standby tid forbundet med FCR-D, idet væsentlige aktiveringer forekommer sjældent.

For leverancer med en elkedel betyder det, at varmeproduktionen er uforstyrret af leverancen og er derfor lige til at indregne i varmeplanlægningen.





FCR-N, OVERVEJELSER

Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (258 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2) og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

FCR-N (D-2): Bud indsendes senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 6 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris. Tilbage meldingen til aktøren sker senest kl. 16.

FCR-N (D-1): Bud indsendes senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 3 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris. Tilbage meldingen til aktøren sker senest kl. 20

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).

Endvidere kompenseres energileverancen pr. MWh med regulerkraftprisen for hhv. op- og nedregulering.

Månedsgennemsnittet i 2020 spændte fra 59-200 kr./MW/time.



FCR-D, OVERVEJELSER

Energinets og Svenska kraftnäts samlede behov (624 MW i 2021) indkøbes på daglige auktioner, hvor en del af behovet indkøbes to dage før driftsdøgnet (D-2), og den resterende del indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1).

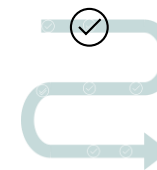
FCR-D (D-2): Bud indsendes senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 6 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris.

FCR-D (D-1): Bud indsendes senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet og kan indeholde timebud samt blokbud á maks 3 timer. Bud skal time for time indeholde mængder og pris.

Alle accepterede bud for frekvensstyret normaldriftsreserve modtager en rådighedsbetaling svarende til den pris, som aktøren har budt (pay-as-bid).

Energileverancen kompenseres pr. MWh med regulerkraftprisen, men denne er ubetydelig grundet mængden af leveret energi.

Månedsgennemsnittet i 2020 spændte fra 43-199 kr./MW/time.



FJV - tankegang

FJV ønsker ikke en kompliceret budstrategi for FCR-D og FCR-N, hvorfor de til D-2 auktionen vælger at byde ind på begge markeder med samme pris og mængde.

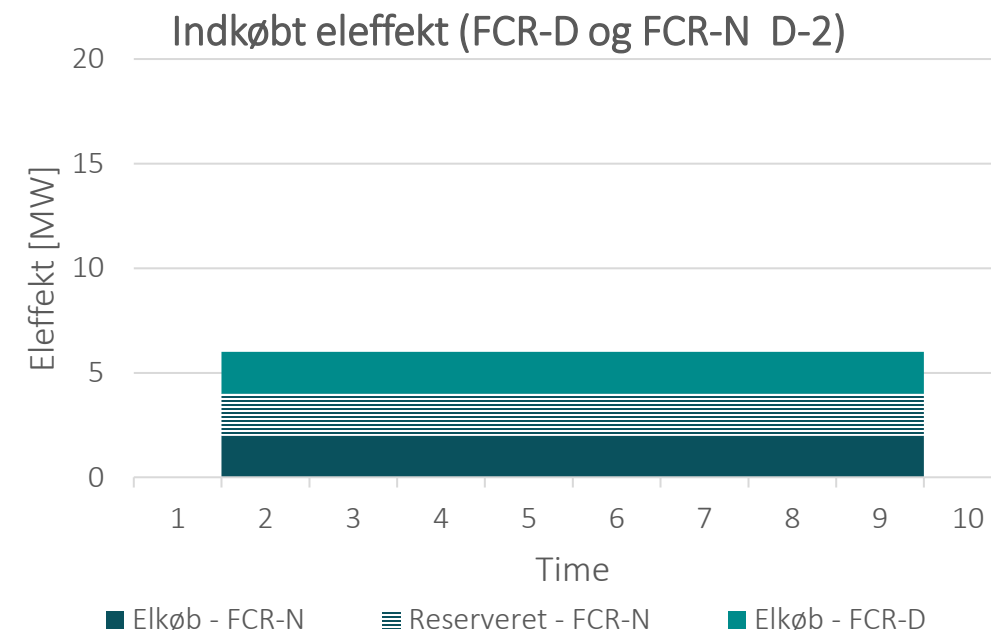
FJV har heller ikke varmemæssigt en fortrukket ydelse, da varmeproduktionen fra begge ydelser over perioden med stor sandsynlighed er meget ens.

FCR-N kan indeholde nogle ekstra fordele i form af energibetaling med afregning til RK-prisen. FJV forbinder dog denne fordel som en usikker gevinst og indregner den derfor ikke i budgivningen for FCR-N.

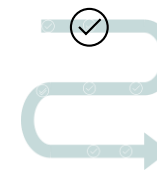
FJV har en forventning om at kunne indkøbe elforbruget for perioden til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en produktionspris på maks 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

FJV byder derfor ind på 1. auktsionsrunde for FCR-D og FCR-N markederne til en pris på **200 kr./MW/time** for time 2-9. Da afregning er efter pay-as-bid princippet vil FJV's potentielle gevinst ligge i en elpris der er lavere end 250 kr./MWh el.

For at sikre sig at kunne byde ind i de øvrige markeder og 2. auktsionsrunde, vælger FJV at begrænse budstørrelsen til **2 MW** for både FCR-D og FCR-N i 1. budrunde.



FJV's budpris på 200 kr./MW/time er på timebasis en meget konkurrencedygtig pris, hvorfor FJV vil kunne forvente at blive aktiveret regelmæssigt.



FCR-N & -D (D-2)

Figuren til højre viser FJV's planlagte varmeproduktion, hvis begge bud til FCR-D og FCR-N fra 1. budrunde accepteres for time 1-9.

FJV vil skulle indkøbe 4 MW i hele perioden for at kunne levere begge ydelser. Ligesom med eksemplerne fra DK1 antages, at FJV indkøber elforbruget til 200 kr./MWh el i hele perioden.

Rådighedsbetalingen for perioden beløber sig til $200 \text{ kr./MW/time} * 2 \text{ MW} * 8 \text{ timer} = 3.200 \text{ kr.}$ pr. marked, altså en sum på 6.400 kr.

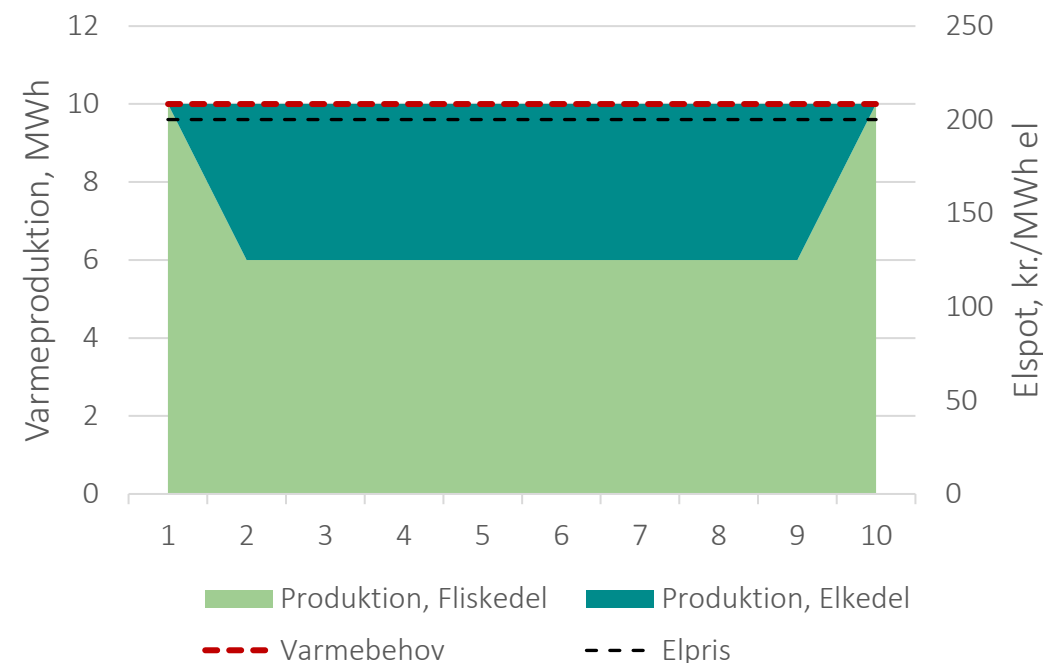
Idet nettoenergien for FCR-N over timen typisk er 0 MWh samt at FCR-D er yderst energifattig, er der ikke vist svingninger i varmeproduktionen.

Det er dog vigtigt at gøre opmærksom på, at hvis man ser på FCR-N ydelsen i lavere tidsresolution, så vil der være svingninger i produktionen.

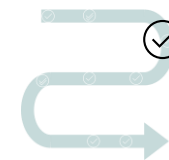
Varmeomkostningerne i nærværende eksempel ender alt inklusiv på **18.400 kr.**, hvilket er 1.600 kr. lavere end referencen med udelukkende forsyning fra fliskedlen.

Besparselsen kommer fra forskellen mellem elprisen anvendt til budindmeldingen (250 kr./MWh el) og den realiseret elpris (200 kr./MWh el).

Varmeproduktion med FCR-D/N (D-2) - aktivering



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, FCR-N/D:	32 MWh el	11.200 kr.	$32 * (D\&V + \text{spot})$
Produktionsomkostninger - fliskedel:			
Reduceret produktion	-32 MWh varme	- 6.400 kr.	$-32 * 200 \text{ kr./MWh}$
Sum		4.800 kr.	$11.200 \text{ kr.} - 6.400 \text{ kr.}$
Sum inkl. FCR-N/D rådighedsbetaling		- 1.600 kr.	$4.800 \text{ kr.} - 6.400 \text{ kr.}$



MFRR (D-1), INTRODUKTION

Som beskrevet ved mFRR (m-1) er mFRR en kapacitetsbetaling for en forpligtigelse om at indmelde x MW opregulering ind som energibud i regulerkraftmarkedet.

Dagsauktionen indeholder priser og mængder for hver time i det pågældende driftsdøgn og markedet clears for hver time.

Regulerkraftbud kan også indmeldes uden mFRR forpligtigelsen og kan indsendes som både op- og nedregulering. Budindmeldelsen kan gøres indtil 45 minutter inden den aktuelle driftstime, men er man forpligtiget gennem mFRR, skal opreguleringsbud leveres inden kl. 17 før driftsdøgnet.

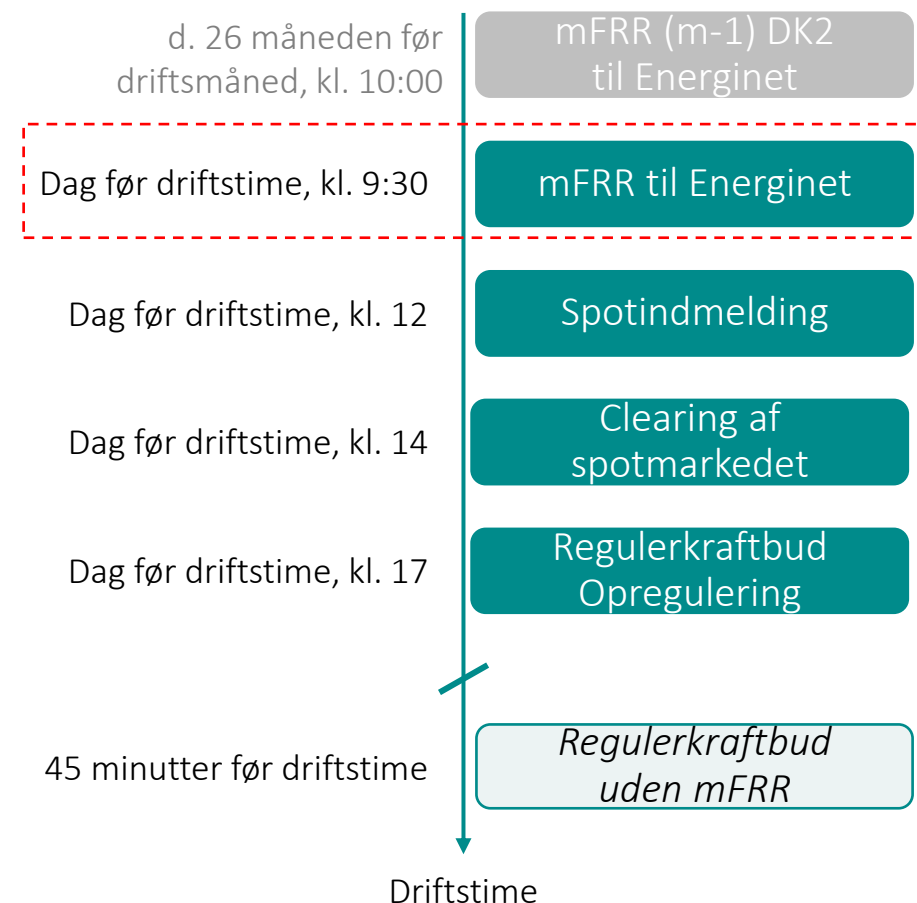
Selve aktionen for mFRR sker kl. 9.30 før driftsdøgnet, hvorfor dette sker inden der budindmeldes til spotmarkedet.

Alle accepterede kapacitetsbud modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For aktivering af energien i form af regulerkraftbud modtager alle aktiverede bud til balancering også prisen for det dyreste accepterede bud (marginal pris).

For kapacitet skal hvert bud skal mindst være på 5 MW og højst 50 MW.

Energimængden i mFRR er betydelig. Bud aktiveres oftest for hele timer ad gangen, hvor energien vil svare til 100 % af budstørrelsen.

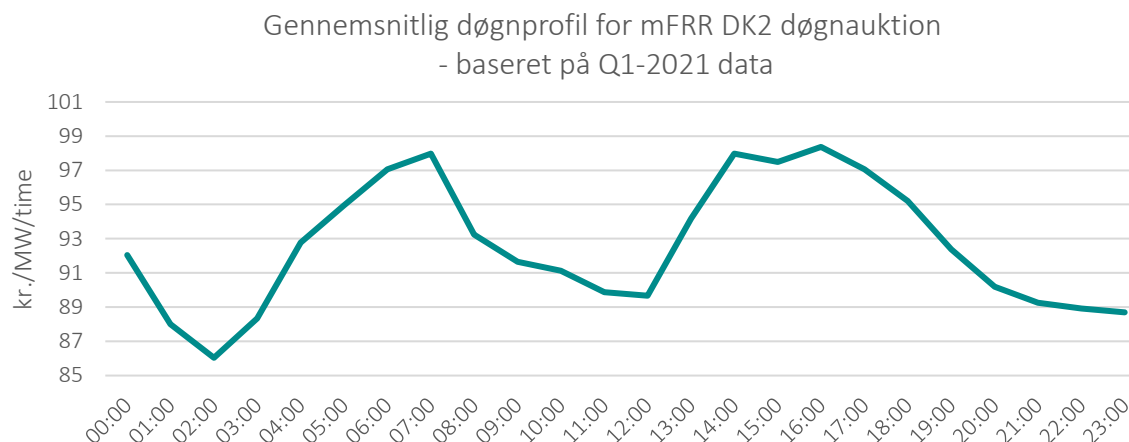




MFRR - OVERVEJELSER

Prisen for mFRR i en faktisk uge er vist i understående graf. Den gennemsnitlige pris er på 93 kr./MW/time.

Da mFRR bud også indgives før clearingen af spotmarkedet skal man gøre sig overvejelser omkring omkostningerne til indkøbt strøm.



På baggrund af prisstatistik i Q1-2021, vil FJV med en budpris på 200 kr./MW/time blive accepteret ca. 10 % af tiden og vil sjældent være den marginale enhed.

FJV - tankegang

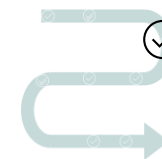
FJV har allerede indmeldt til 2 x 2 MW til FCR-N og FCR-D (D-2), hvor FCR-N er symmetrisk og dermed er 6 MW allerede reserveret, hvilket efterlader 14 MW elkedelkapacitet.

FJV gør sig nøjagtig de samme overvejelser som ved de øvrige markeder før clearingen af spotprisen. De tager stilling til, hvor billigt de forventer at kunne indkøbe elkedlens elforbrug.

FJV har en forventning om, at kunne indkøbe elforbruget for perioden til maks 250 kr./MWh el, hvilket giver elkedlen en produktionspris på 400 kr./MWh varme. Meromkostningen er således 200 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

For at kunne byde ind på flere markeder, vælger FJV at begrænse budstørrelsen.

FJV byder **5 MW** til mFRR i time 1-10 med samme budpris på **200 kr./MW/time** for alle timerne.



MFRR – WHAT IF

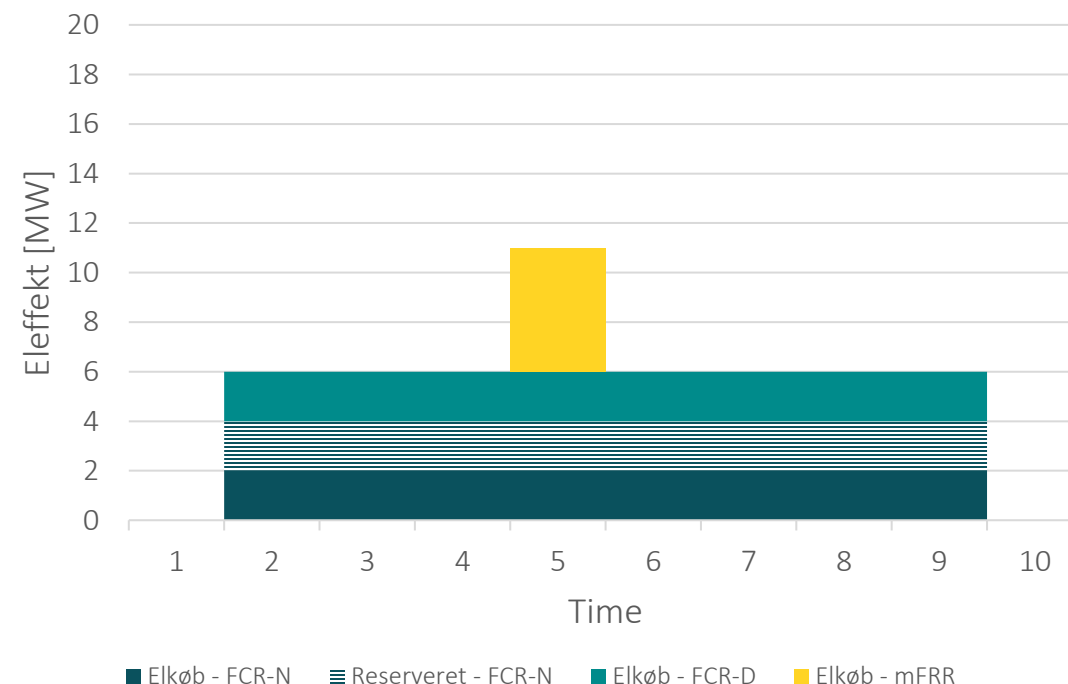
For at illustrere mFRR aktiveringen og dets indvirkning på varmeproduktionen, tager vi nu udgangspunkt i at budet er accepteret i time 5, svarende til de ca. 10 % aktivering, samt at FJV budet er det dyreste accepteret.

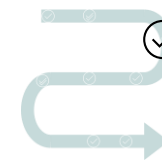
Dermed har FJV forpligtiget sig til at indkøbe yderligere 5 MW i time 5, hvilket er vist på figuren til højre.

Kapacitetsbetalingen for mFRR er:
 $200 \text{ kr./MW/time} \times 5 \text{ MW} \times 1 \text{ timer} = 1.000 \text{ kr.}$

FJV skal nu indgive et bud på 5 MW i time 5 til regulerkraftmarkedet senest kl. 17 før driftsdøgnet. Denne forpligtigelse overvåges i regulerkraftmarkedet.

Allokering af elkedlens eleffekt





MFRR – WHAT IF

Figuren til højre viser FJV’s planlagte varmeproduktion med FCR-D, FCR-N og mFRR.

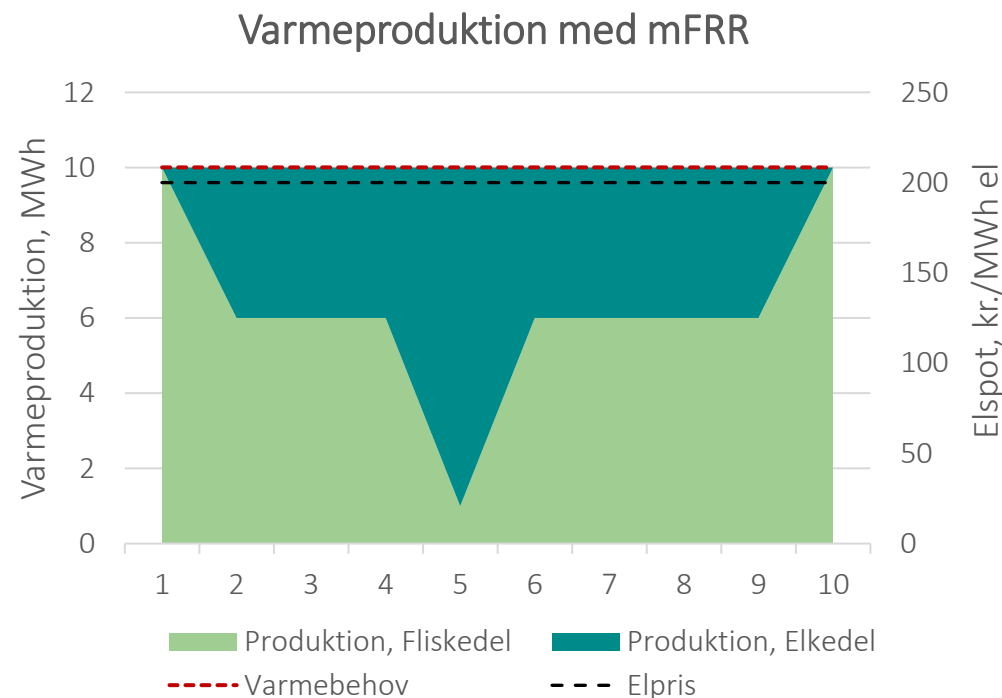
I time 5, hvor elkedlen skal kunne levere 5 MW opregulering, nedreguleres varmeproduktionen fra fliskedlen. Alternativt kan varmen fra elkedlen også lagres.

Givet at der i time 5 er behov for opregulering, nedreguleres elkedlens elforbrug, mens varmeproduktionen fra fliskedlen øges.

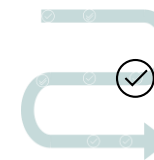
Regulerkraftbuddet i time 5 kunne være indgivet uagtet mFRR forpligtigelsen, hvorfor dette ikke værdisættes i mFRR beregningen.

De planlagte varmeomkostninger ender alt inklusiv på **18.150 kr.**, hvilket er 1.850 kr. lavere end referencen med udelukkende forsyning fra fliskedlen.

Besparselsen kommer fra forskellen mellem elprisen anvendt til budindmeldingen (250 kr./MWh el) og den realiseret elpris (200 kr./MWh el), hvilket skyldes antagelsen om, at FJV er den marginale enhed.



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, mFRR:	5 MWh el	1.750 kr.	5*(D&V + spot)
Produktionsomkostninger - fliskedel:			
Reduceret produktion	-5 MWh varme	- 1.000 kr.	-5*200 kr./MWh
Sum		750 kr.	1.750 kr. – 1.000 kr.
Sum inkl. mFRR rådighedsbetaling		-250 kr.	750 kr. – 1.000 kr.



DAY-AHEAD MARKEDET

Elleverandører, store forbrugere og producenter handler igennem deres balanceansvarlige aktør i day-ahead markedet for at dække produktion og forbrug for det følgende døgn.

Day-ahead-markedet er det største marked, og mere end 70 procent af det samlede elforbrug i Norden handles her. Nord Pool tilbyder mange forskellige budformer som kan kombineres for at understøtte forskellige behov.

Senest kl. 12 skal alle bud være indmeldt til Nord Pool Spot og herefter cleares prisen for det efterfølgende driftsdøgn. Markedet er marginalprisafregnet, hvilket betyder det er dyreste bud, som sætter prisen.

Prisen mellem lande og budzoner vil være ens medmindre der opstår en begrænsning på elforbindelserne mellem områderne.

Man kan også have handle sit elforbrug/elproduktion i *forward markedet*, hvilket betyder at man faktisk kan prissikre sit forbrug/produktion frem i tiden (dage, uger, måneder, år).

For FJV betyder en forward handel, at man kender elkedlens produktionspris og dermed kan man bedre tilrettelægge sine bud samt planlægge sin varmeproduktion.

FJV - tankegang

FJV har indtil videre forpligtiget sig til at levere FCR-D/N (D-2) i timerne 2-9 samt mFRR i time 5 – dette behov skal nu indkøbes enten fra day-ahead eller intra-day markedet.

Hertil har FJV fået begge FCR-D/N (D-2) aktiveret til en fornuftig pris samt ser de også til tider nogle meget gunstige priser i FFR markedet. Fra FFR prognosen kan de se, at der kommer en auktionsrunde i time 6-9.

FJV vil derfor gerne byde ind på de kommende auktioner, men der kan vælges forskellige tilgange til elindkøbet, da auktionerne ligger efter spotmarkedet.

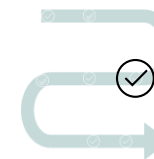
- 1) Man kan forsøge at forhåndsindkøbe elforbruget til FFR og FCR-D/N (D-1) til en spotpris der stadig gør en konkurrencedygtig.
- 2) Man kan tage en mere forsigtig tilgang og byde ind på FFR og FCR-D/N (D-1) med markedspriser fra Intra-day markedet.

Typisk ses priserne i Intra-day markedet at være mellem spotprisen og RK-prisen, hvorfor det kan være en budmæssig ulempe at lave hele indkøbet gennem Intra-day markedet.

FJV ved, at de har vundet FCR-D/N (D-2) med 200 kr./MW/time. De forventer at kunne vinde D-1 auktionen til mindst samme pris, hvorfor spotprisen maksimalt må blive **250 kr./MWh** el før fliskedlen vil være den fortrukne enhed til produktion af varme.

FJV har set de volatile markedspriser på FFR og vurderer deres chancer til at blive aktiveret til 200 kr./MW/time til at være gode, hvilket betyder at spotprisen maks må blive **250 kr./MWh** el før fliskedlen er den fortrukne enhed til produktion af varme.

Desto højere elpris desto højere budpriser til FCR-D/N samt FFR, hvilket reducerer sandsynligheden for aktivering.



DAY-AHEAD, INDKØBTE MÆNGDER

FJV - tankegang

FJV er nødsaget til at købe 4 MW i time 2-9 samt 9 MW i time 5. Med udgangspunkt i time 5, skal FJV købe 9 MW næsten uanset spotprisen – se grafen til højre.

Uden at tænke på de efterfølgende auktioner for FFR, FCR-D (D-1) og FCR-D (D-2), er de resterende 11 MW kun interessant at byde ind til en elpris på < 50 kr./MWh el, da fliskedlen herefter er billigst til produktion af varme (grøn linje).

Indregnes FJV's forventet markedspris fra FFR, FCR-D(D-1) og FCR-D(D-2) flyttes betalingsvilligheden med ca. 200 kr./MWh el. Efter 250 kr./MWh el forventer FJV at fliskedlen er billigst til produktion af varme (sort linje).

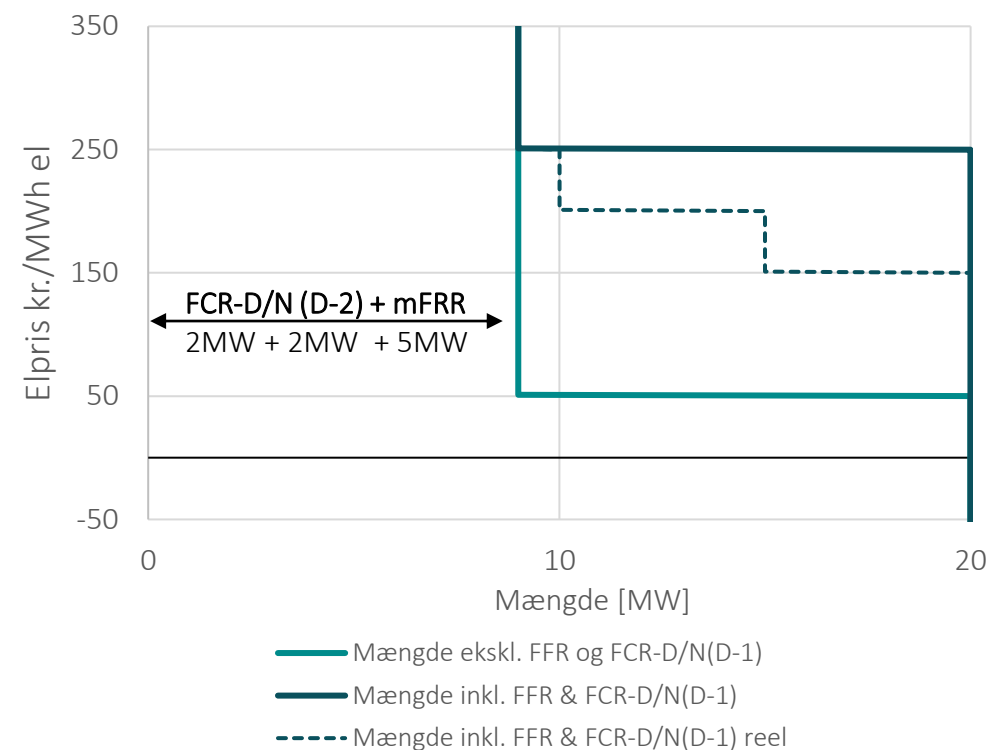
Reelt bør udbudskurven afspejle en form for sikkerhedsdækning med stigende elpriser. Dette er vist med den stiplede linje, hvor man kunne reducere indkøbsmængden, idet den højere elpris også betyder lavere chance for aktivering i de efterfølgende markeder.

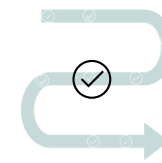
Den stiplede linje antages, at være FJV's udbudskurve.

Clearingen af elspotten i dette eksempel har vist sig at være 200 kr./MWh el og dermed har FJV indkøbt 15 MW el i hele perioden.

FJV kan herefter byde ind på systemydelsesmarkederne samt tilkøbe/frasælge elkapacitet efter behov på intra-day markedet.

Eksempel med time 5
FJV's udbudskurve til spotmarkedet





FFR, INTRODUKTION

FFR er et nyt produkt som skal sikre en afbødning ved hurtigt frekvensdyk ved tab af store produktionsenheder, og er derfor kun en opreguleringsydelse. Behovet for FFR vil forekomme oftere og oftere, idet inertien i det nordiske elsystem bliver mindre qua udfasning af atomkraft og andre store termiske værker med roterende masse.

FFR er et produkt stort set uden energi og består udelukkende af lynhurtig aktivering af aktiv effekt (el).

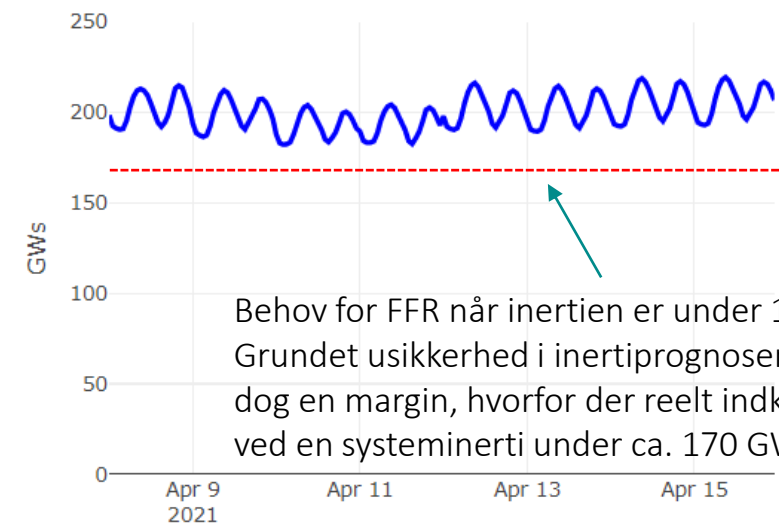
FFR aktiveringer er indtil videre begrænset (1-3 aktivering om året), men behovet er som nævnt stigende, hvorfor der på sigt må forventes flere aktivering.

Mængder indkøbes på baggrund af en prognose der løber 7 dage frem, man kan derfor aflæse behovet før day-ahead markedet er clearet – se prognosen her: <https://ffr.westeurope.cloudapp.azure.com/>

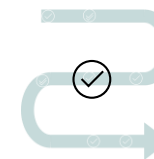
Ved prækvalifikation til FFR kan man vælge mellem opsætningerne illustreret i boksen nederst til højre.

Eftersom FFR sætter stramme krav til reguleringshastigheden ved aktivering, er en elkedel et forrygende anlæg at levere denne ydelse med. Det er igen også lige til at indregne i varmeproduktionen, idet ydelsen ikke påvirker energi outputtet fra elkedlen.

Inertia forecast for the Nordic synchronous area



Grænseværdi	Aktiveringstid
49,7 Hz	1,3 sek
49,6 Hz	1,0 sek
49,5 Hz	0,7 sek



FFR, OVERVEJELSER

Energinet indkøber FFR per time gennem daglige auktioner på et nationalt marked med svingende behov – alt fra 0 til 45 MW (2020). Systeminertien er højest i vinterhalvåret og lavest i sommerhalvåret, hvorfor FFR indkøb primært forekommer i sommerperioden.

Der afholdes auktion en gang dagligt for det kommende døgn og bud skal indsendes, så de er Energinet i hænde senest kl. 15.00 dagen før driftsdøgnet. Energinet melder tilbage 15.30, hvilke aktører der er accepteret samt markedsprisen.

Buddene skal time for time i det følgende døgn angive en mængde og en pris. Hvert bud skal mindst være på 0.3 MW og højst 50 MW.

Alle accepterede bud for opregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til prisen for det dyreste accepterede bud for opregulering (marginalprisen).

Markedspriserne for FFR har i 2020 været meget svingende (170 kr./MW/time til 700 kr./MW/time) og har endnu ikke fundet et stabilt niveau. For 2020 blev FFR indkøbt per måned, hvorfor de historiske priser heller ikke er retvisende.

FJV - tankegang

I denne case udbyder Energinet 30 MW FFR i timerne 6, 7 og 8.

FJV har allerede købt 15 MW fra spotmarkedet til 200 kr./MWh el og dermed er elkedlens varmeproduktionspris på 350 kr./MWh varme. Dette er 150 kr./MWh varme højere end fliskedlen.

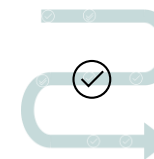
FJV ved, at de bør byde ind på markedet til deres marginalpris, idet markedet afregnes efter dyreste accepteret bud.

Opgørelsen af marginalprisen afhænger dog også af FJV's muligheder, som nu er meget åbne, eftersom FJV kan sælge overskydende el i Intra-day markedet.

- 1) Hvis Intra-day prisen er højere end spotprisen, kan FJV score en profit ved at sælge deres overskydende el.
- 2) Hvis Intra-day prisen er lavere end spotprisen, kan FJV overveje at tilkøbe mere el, dels for at byde ind på FFR og FCR-D/N (D-1) med flere MW'er samt en vægtet lavere pris.

I denne case antages, at prisniveauet i Intra-day markedet er meget ens med spotmarkedet – el handles derfor til 200 kr./MWh el i alle timer.

FJV byder derfor på FFR markedet til en pris på **150 kr./MW/time** fra time 6, 7 og 8 med **4 MW**.



FFR, AKTIVERING

Det antages at FJV's bud for FFR accepteres for time 7-8, og i disse timer øges elkedlens varmeproduktion med yderligere 4 MW.

Som nævnt er aktiveringer fra FFR ekstremt energifattige og sjældne, og vil derfor på ingen måde ændre varmelasten.

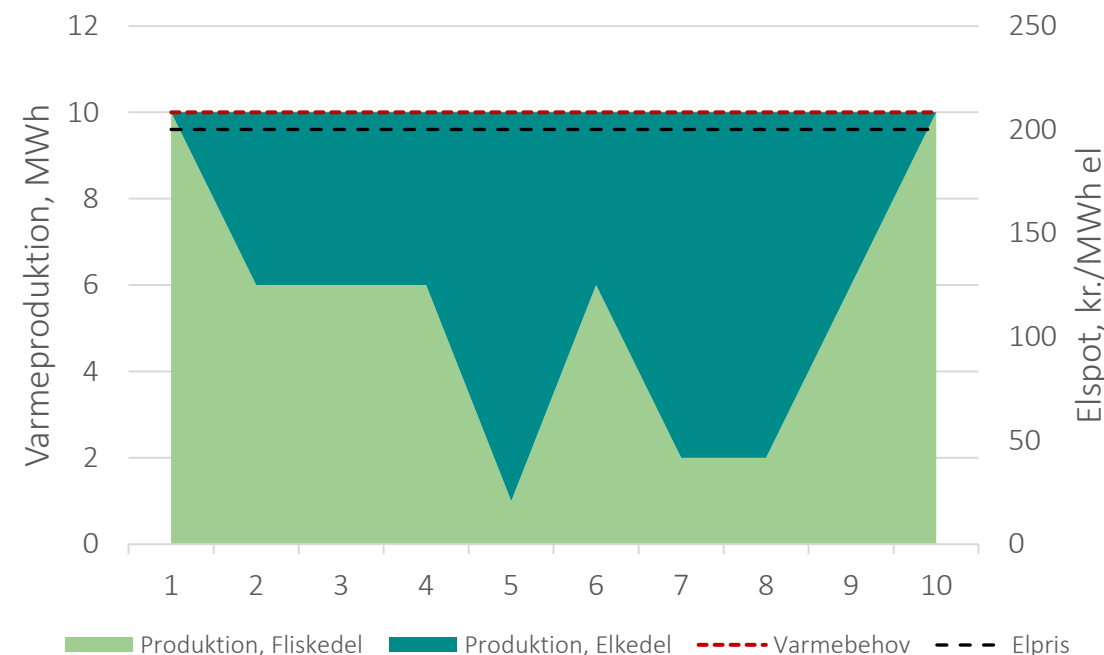
Til den økonomiske opgørelse, antages marginalebuddet at være 235 kr./MW/time.

Rådighedsbetalingen for FFR kan derfor opgøres til:
4 MW*235 kr./MW/time*2 timer = 1.880 kr.

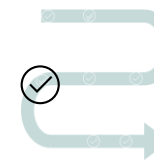
Varmeomkostningerne i nærværende eksempel ender alt inklusiv på **17.470 kr.**, hvilket giver en yderligere reduktionen på 680 kr. og dermed nedbringer varmeomkostningerne med 2.530 kr. i forhold til referencen med udelukkende forsyning fra fliskedlen.

NB: Til beregningen antages ubrugt elforbrug at være solgt på Intra-day markedet til spotprisen. Dette videreundersøges under Intra-day markedet.

Varmeproduktion med FFR



Produktionsomkostninger - elkedel:		Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, FFR:	8 MWh el	2.800 kr.	8*(D&V + spot)
Produktionsomkostninger - fliskedel:			
Reduceret produktion	-8 MWh varme	- 1.600 kr.	-8*200 kr./MWh
Sum		1.200 kr.	2.800 kr. - 1.600 kr.
Sum inkl. FFR rådighedsbetaling		-680 kr.	1.200 kr. - 1.880 kr.



FCR-D (D-1) & FCR-N (D-1)

FJV - tankegang

FJV har nu afsat ydelser til FCR-N (D-2), FCR-D (D-2), mFRR og FFR. Clearingen af spotmarkedet på 200 kr./MWh el betød, at FJV indkøbte 15 MW i alle timer.

Figuren til højre viser elkedlens maks effekt (20 MW), afsat effekt til diverse ydelser samt den indkøbte effekt på 15 MW.

Der er dermed mulighed for at byde ind på 2. auktsionsrunde for FCR-D og FCR-N i alle timer, om end med mængder varierende fra 15-6 MW.

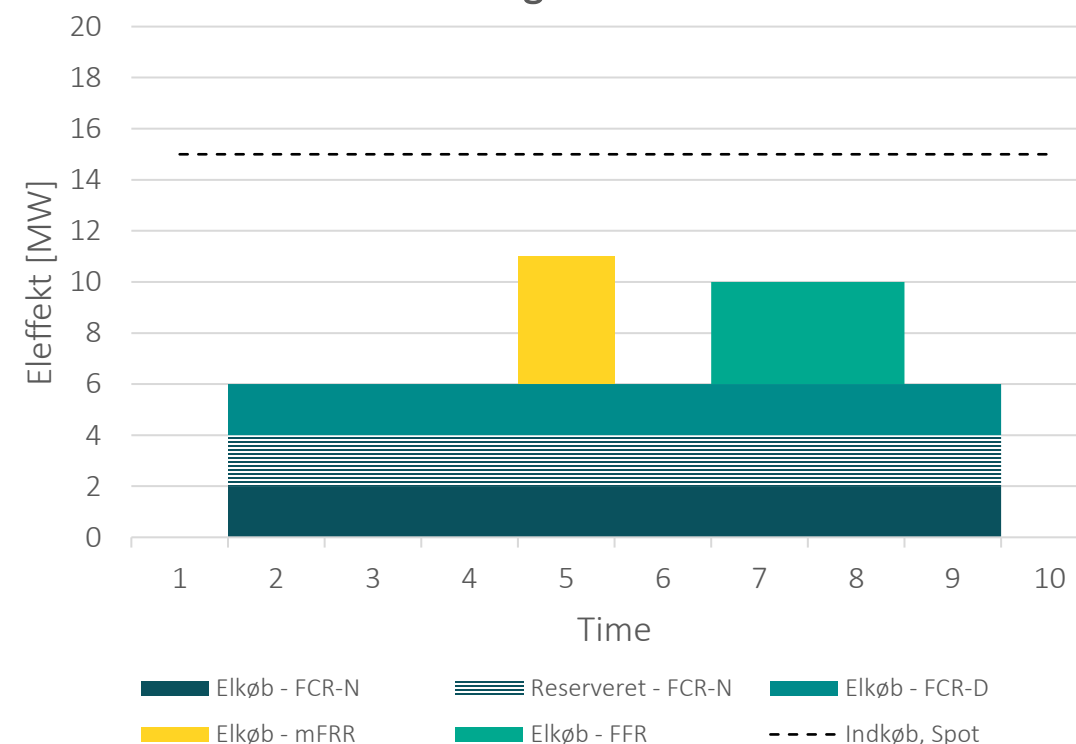
Igen kan FJV undersøge Intra-day markedet og overveje deres muligheder inden budgivning. I denne case antages Intra-day prisen at være tilsvarende spotprisen.

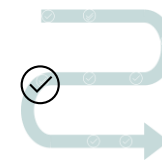
FJV vil indmelde bud til FCR-D (D-1) og FCR-N (D-1) og hvis de ikke aktiveres, vil de forsøge at tilbagesælge deres indkøbte el på Intra-day markedet.

FJV ved at deres marginale omkostninger med produktion på elkedlen er 150 kr./MW/time i forhold til fliskedlen, men forrige auktsion viste et prisniveau på 200 kr./MW/time for begge markeder.

Eftersom markedet er pay-as-bid, indmelder FJV en budpris på **200 kr./MW/time** i alle timer med den resterende indkøbte kapacitet. Budmængderne fordeles ligeligt mellem FCR-D og FCR-N, således chancen for en delvis aktivering er større.

Allokering af elkedlens eleffekt





FCR-D (D-1) & FCR-N (D-1), WHAT IF

Casen antager, at FJV får alle deres bud aktiveret i 2-9, men ingen aktivering i time 1 og 10.

FJV har i deres budgivning sikret sig, at kapaciteten ikke oversælges – se figuren til højre for allokeret eleffekt. For at holde en konstant leverance af FCR-N og dermed simplificere driften, har FJV valgt at nedregulere FCR-D i perioderne med mFRR eller FFR levering.

Figuren viser, at den indkøbt mængde på 15 MW i time 2-9 er fuldt udnyttet.

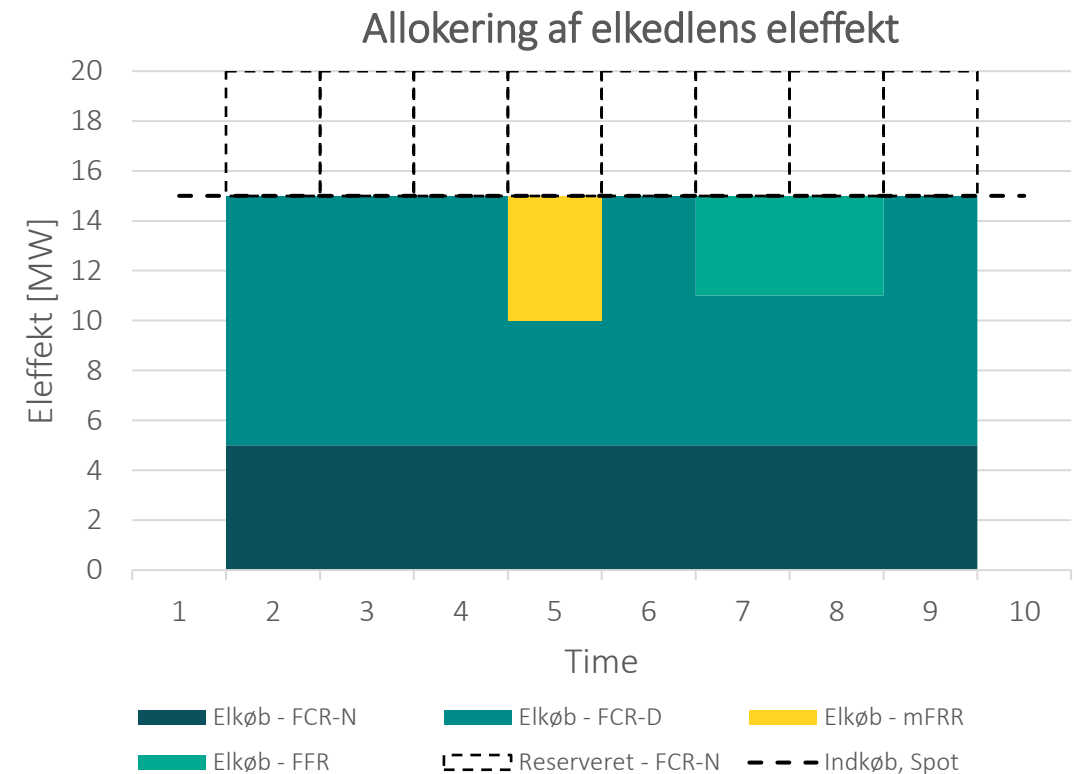
Hertil er der reserveret 5 MW nedregulering til FCR-N, som er symmetrisk, hvilket betyder elkedlens elkapacitet udnyttes til fulde i timerne 2-9.

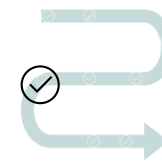
Det medfører at varmeproduktionen fra time 2-9 er 5 MJ/s højere end behovet og bringer det samlede behov for lagring til 40 MWh varme.

FCR-N leverancen indeholder nu 8 timer á 5 MW/time = 40 MWh, hvoraf 16 MWh var fra første auktionsrunde.

FCR-D leverancen indeholder nu 67 MWh varme, hvoraf 16 MWh var fra første budrunde.

Varmeproduktionen efter D-1 auktionen er dermed forøget med 75 MWh varme.





FCR-N/D(D-2), AKTIVERING

Med antagelsen om 2. auktorundrnde for FCR-D og FCR-N accepteres i time 2-9, fås varmeproduktionen som vist til højre.

Selve varmeproduktionen fra elkedlen er meget flad, hvilket skyldes de fleste af ydelserne er energifattige (FFR og FCR-D), mens energimængden for op- og nedregulering fra FCR-N forventes at udlignes over timen.

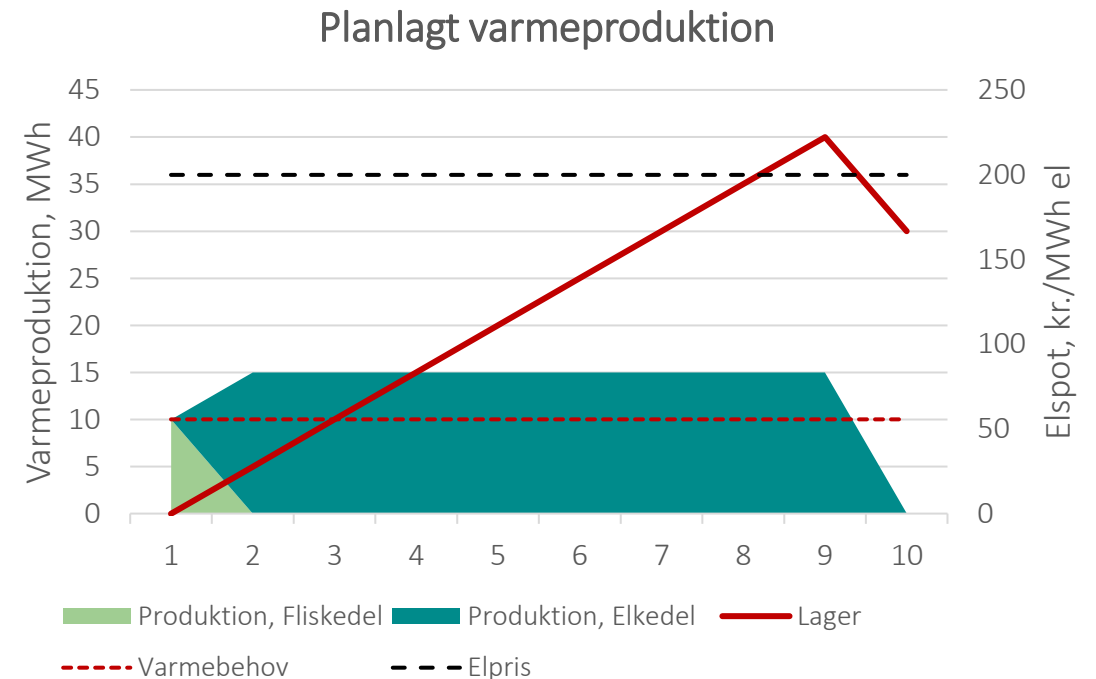
I time 5 med mFRR forpligtigelsen, har FJV 20 MWh varme på lager og kan derfor fint nedregulere elkedlen (opregulering) uden at starte fliskedlen.

Grafen viser at varmelageret peaker med 40 MWh varme. Værdien i overskydende varme prissættes til fliskedlens varmepris på 200 kr./MWh.

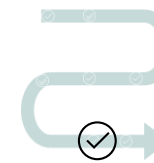
FJV modtager en rådighedsbetaling for FCR-D og FCR-N på:
 $75 \text{ MW/h} * 200 \text{ kr./MW/time} = 15.000 \text{ kr.}$

Varmeomkostningerne i nærværende eksempel ender alt inklusiv på **13.720 kr.**, hvilket giver en yderligere reduktionen med 3.750 kr. og dermed nedbringer varmeomkostningerne med 6.280 kr. i forhold til referencen med udelukkende forsyning fra fliskedlen.

FJV har dog stadig 2x15 MW i time 1 og 10, som enten skal anvendes eller forsøges solgt – dette vurderes under Intra-day markedet.



Produktionsomkostninger - elkedel:	Omkostning:	Formel:
Indkøbt elforbrug, FCR-D/N (D-1): 75 MWh el	26.250 kr.	$75 * (D\&V + \text{spot})$
Produktionsomkostninger - fliskedel:		
Reduceret produktion -75 MWh varme	- 15.000 kr.	$-75 * 200 \text{ kr./MWh}$
Sum	11.250 kr.	$26.250 \text{ kr.} - 15.000 \text{ kr.}$
Sum inkl. FFR rådighedsbetaling	- 3.750 kr.	$11.250 \text{ kr.} - 15.000 \text{ kr.}$



INTRA-DAY

Efterfølgende handel kan fra kl. 15.00 og frem til en time før driftstimen finde sted på det grænseoverskridende intra-day marked (XBID).

På intra-day marked kan en aktør handle sig i balance, eksempelvis i tilfælde, hvor et kulkraftværk tvinges til driftsstop, eller en offshore vindmøllepark producerer mindre el end prognosticeret, eller at man har købt for meget el.

Intra-day handler gennemføres løbende og afregnes derfor efter pay-as-bid princippet. Det vil sige, at XBID systemet 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.

FJV - tankegang

FJV har 15 MW "overskydende" elindkøb fra day-ahead markedet i time 1 og 10. I casen er det antaget intra-day prisen svarer til day-ahead prisen, hvorfor el kan sælges uden betydelige omkostninger. FJV har dog flere muligheder, hvis dette ikke er tilfældet:

1) *Intra-day pris > Day-ahead pris:*

Ved at sælge den overskydende el skabes en profit, eftersom man har købt strømmen billigere end det man sælger den for. Husk at indregne transaktionsgebyr.

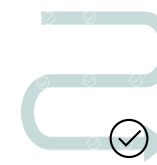
2) *Intra-day pris < Day-ahead pris:*

Der er et tab forbundet med at sælge strømmen tilbage til en lavere pris, men hvis tabet er mindre end omkostningerne ved at producere med elkedlen, så er det fordelagtigt at sælge. KIP prisen for FJV's salg af strøm er (spotprisen - 150 kr./MWh), i eksemplet KIP-prisen 50 kr./MWh el.

3) *Intra-day pris < 50 kr./MWh:*

Producere 30 MWh varme med elkedlen, hvilket dog medfører en omkostning på 150 kr./MWh, i alt 4.500 kr., og dermed reducerer besparelsen opnået fra systemydelse til 1.780 kr.

Samtidig indmeldes 15 MW opregulering til regulerkraftmarkedet i time 1 og 10, hvilket ved aktivering kan skabe en profit.



REGULERKRAFTMARKEDET

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

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Regulérkraftbud, som følge af salg af mFRR-kapacitet, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen.

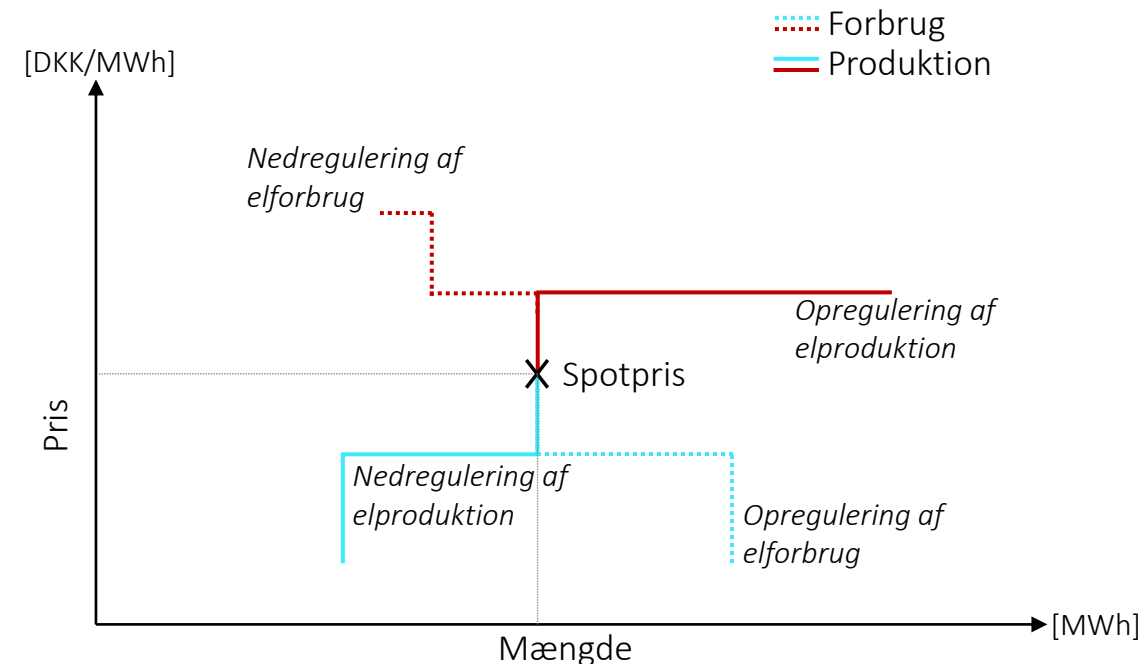
Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW både for op- og nedregulering.

Enten lige før eller i løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af Kontrol Centeret hos Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh.

Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Oftest aktiveres bud i hele timer.

Figuren til højre skitserer, hvordan både elforbrug og –produktion kan levere op- og nedregulering i forhold til en clearet spotpris.

I Q1-2021 er den gennemsnitlige opreguleringspris i DK2 opgjort til spotprisen + 211 kr./MWh, og den gennemsnitlige nedreguleringspris er spotprisen - 154 kr./MWh.



FJV - tankegang

FJV er med mFRR forpligtiget til at levere opregulering i time 5. FJV står i en luksus situation, hvor omkostningerne allerede er dækket af rådighedsbetalingen, hvorfor budet nu kun handler om profit ved aktivering.

Da man ikke kan byde under spotprisen, byder FJV derfor opregulering ind i time 5 til spotprisen, **200 kr./MW**. FJV kan håbe på, at RK-prisen bliver højere end det og dermed score en gevinst.

Givet FJV ikke har solgt den overskydende el i time 1 og 10, kan de også her indmelde opreguleringsbud til spotprisen og håbe at selve RK-prisen bliver højere end det og dermed score en profit.

OPSUMMERING AF SYSTEMYDELSER

Resultaterne fra systemydelseerne er vist på vandfaldsdiagrammet til højre.

I de tænkte eksempler har man reduceret varmeomkostningerne med ca. 31 % gennem samtidig levering af systemydelser.

FJV's bud i de forskellige markeder skønnes at være på et fornuftigt niveau, hvor aktiveringer er meget sandsynlige.

Hovedformålet med denne case beskrivelse er ikke at fremvise et økonomiske resultat, men at illustrere overvejelserne til budgivning samt konsekvensen for den planlagte varmeproduktion.

Energinet opfordrer altid alle aktører til at indgive bud uanset prisen (som sættes efter leveringsomkostningerne), da alle bud kan gå hen og blive essentielle for balanceringen af elsystemet.

Varmebesparelser fra eksemplerne

