

# Intelligent styring af varmepumper i elmarkeder

## Intelligent styring af varmepumper i de forskellige elmarkeder

---

### Forord

Denne bilagsrapport er en del af READY-projektet, hvor storskalastyring af individuelle varmepumper er udviklet og testet i real life.

READY støttet af ForskEl-midler, som er PSO-midler administreret af Energinet.dk:  
Projektpartnerne er:

- Neas Energy (projektleder)
- Neogrid Technologies
- Aalborg Universitet
- PlanEnergi
- Ea Energianalyse
- Aarhus Universitet

## Indhold

Forord.....	2
1. Indledning .....	4
2. Elmarkeder i READY-styring .....	5
2.1 Elspot .....	5
2.1.1 Styringsprincipper.....	5
2.1.2 Styring efter spotpriser i READY .....	6
2.2 Regulerkraftmarkedet .....	6
2.2.1 Styring efter regulerkraft i READY.....	7
2.2.2 Budstrategi for anvendelse af varmepumperne i spot- og regulerkraftmarkedet.....	8
3. Potentielle markeder for varmepumperne.....	8
3.1 Det manuelle reservemarked .....	9
3.2 Elbas.....	9
3.3 Automatiske reserver: FNR, FDR og primære reserver .....	10
3.3.1 Frekvenstyrede normaldriftsreserve (FNR) (DK2) .....	10
3.3.2 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FDR) (DK2).....	11
3.3.3 Primær reserve (DK1) .....	11
3.4 Balancemarkedet.....	12
3.4.1 Intern balancering.....	13
4. Rammebetingelser for smart grid varmepumper .....	13
5. Forretningsmodeller for puljestyling af varmepumper .....	14
Referencer .....	16

## 1. Indledning

I denne bilagsrapport analyseres, hvilke elmarkeder der er relevante for styring af varmepumperne i READY-projektet og hvordan dette foregår. Desuden gennemgås forskellige budstrategier og forretningsmodeller for aktørerne. Herudover er der en gennemgang af andre markeder der kunne være relevante for varmepumperne.

I READY-projektet er en puljestyling af op til 80<sup>1</sup> varmepumper blevet testet i forhold til komfort og timepriser på Elspot-markedet samt i regulerkraftmarkedet. Konceptet er baseret på at anvende husenes masse og vandlagre som termiske energilagre til at flytte elforbrug.

Rapporten er opdelt i de markeder som READY-varmepumperne bliver styret efter og de markeder som varmepumper potentielt kan styres efter. Nogle af elmarkederne er forskellige for Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), da områderne ligger i to forskellige synkroniserede områder, der historisk er opbygget lidt forskelligt.

Der findes følgende markeder i Danmark<sup>2</sup>:

	Vestdanmark (DK1)	Østdanmark (DK2)
Testes i READY	Spotmarkedet (Elspot) Regulerkraftmarkedet	Spotmarkedet (Elspot) Regulerkraftmarkedet
Potentielle	Intraday-markedet (Elbas) Manuel reserve (rådighedsbetaling) Primær reserve	Intraday-markedet (Elbas) Manuel reserve (rådighedsbetaling) FNR (normalreserve, 49,9-50,1 Hz) FDR (forstyrrelsesreserve, <49,9 Hz)
Pt. ikke relevante	Sekundær reserve, LFC	

Ud over de nævnte markeder er der mulighed for at anvende varmepumperne til intern balancering hos den balanceansvarlige. Dette er også beskrevet i denne rapport.

Elmarkedernes formål er at opretholde fysisk balance mellem produktion og forbrug<sup>3</sup>. Den største del af dette foregår på spotmarkedet dagen før driftsdøgnet. Når der er handlet på spotmarkedet og en aktørplan er indsendt til Energinet.dk af alle de balanceansvarlige er systemet i balance mellem produktion og forbrug for hver time det kommende driftsdøgn. Frem til en driftstime vil der dog oftest opstå ubalancer. Disse kan dog til en vis grad<sup>4</sup> handles ud på intraday-markedet (i NordPools område Elbas), som lukker en time før driftstimen. Herefter har Energinet.dk en række muligheder for at opretholde balancen vha. systemydelse. Markederne er opdelt i betaling for reserver (rådighedsbetaling) og aktiveringsbetaling.

<sup>1</sup> De første 10 varmepumper blev styret i det forudgående ForskEl-projekt IFIV-projektet. Antallet af varmepumper der er styret har varieret ift. hvad der har været teknisk og kommunikationsmæssigt muligt.

<sup>2</sup> Principielt findes også det finansielle marked, men det er ikke et marked der bidrager til balancen og er ikke relevant ift. intelligent styring af varmepumperne.

<sup>3</sup> Ud over de nævnte markeder leveres kortslutningseffekt, reaktive reserver og spændingsregulering, men disse udbydes ikke på et marked og er ikke relevante her.

<sup>4</sup> Kræver at ubalancerne kendes på forhånd

Varmepumpernes fleksibilitet kan i teorien bidrage i de fleste markeder<sup>5</sup>. I praksis er der dog få erfaringer. Dette skyldes dels manglende muligheder for monitorering og aktiv styring, men også at reglerne for fx regulerkraft primært er udformet i forhold til store enheder. Skal fx varmpumper kunne levere regulerkraft kan det være hensigtsmæssigt med ex-post verifikation i stedet for online-målere, således som det også er foreslået af de nordiske TSO'er [10].

## 2. Elmarkeder i READY-styring

I dette afsnit beskrives de markeder som READY-varmpumperne styres efter og det analyseres, hvordan varmpumperne styres i forhold til markedssignaler. Først er der en gennemgang af spotmarkedet og herefter regulerkraftmarkedet.

### 2.1 Elspot

Buddene til spotmarkedet meldes ind inden klokken 12:00<sup>6</sup> dagen før driftsdøgnet [2]. Der meldes ind med en mængde og der kan meldes ind både prisafhængigt og prisuafhængigt. Spotmarkedet er et marginalprismarked, hvor det sidst accepterede bud sætter prisen og hvor alle får eller betaler samme pris. De faktiske priser publiceres på Nord Pools hjemmeside ca kl 13.

Spotpriserne dannes ud fra et priskryds for udbud og efterspørgsel og priserne er således forskellige for hver time i året, da de svinger i forhold til forventet elforbrug og forventet elproduktion fra vind og andre varierende produktionsformer samt efter udbuddet af termisk effekt. Produktionsbud for termisk effekt er generelt relateret til produktionsformens marginalomkostning for at producere strøm.

Der dannes en systempris for hele NordPools område og efterfølgende dannes en pris for hvert prisområde pga. begrænsninger i overførselskapacitet. Priserne skal ligge indenfor -500 og +3000 euro/MWh [2]. Hvis ikke der kan findes priskryds inden for dette interval, så afkortes enten forbrugs- eller produktionsbud.

Ud over prisen for hvert prisområde betaler forbrugerne, PSO, transmissions- og distributionstariffer, afgifter og avance til handelsselskabet.

#### 2.1.1 Styringsprincipper

Der er to overordnede principper for styring af privates energiforbrug:

- Ved indirekte styring sendes prissignaler til forbrugerne, som derved har muligheden for at flytte forbrug og minimere udgifterne til el. Dette kan ske enten manuelt eller ved hjælp af en lokale styringsenhed, som evt. kan være indbygget i den enkelte elforbrugende enhed. Ved dette styringsprincip kan der opstå ubalance mellem det prognosebaserede køb på spotmarkedet og hvad der faktisk forbruges. Hvis den balanceansvarlige ca. kender

<sup>5</sup> Undtagen de sekundære reserver som i dag leveres på månedskontrakter fra store centrale værker, og efter 2015 vil alle sekundære reserver blive leveret på det nye Skagerrak 4 kabel fra Norge der planlægges i drift ved udgangen af 2014 [1].

<sup>6</sup> Bud sendes til den balanceansvarlige noget før, fx inden kl. 11.

responsen på at sende prissignaler til forbrugerne kan ubalancen handles på intraday-markedet.

- Det andet princip er direkte styring. Denne er baseret på et centralt styringskoncept, hvor forbrugeren overlader styringen af energiforbruget til den balanceansvarlige eller en aggregator, som optimerer forbruget i forhold til priserne, men som garanterer en tilfredsstillende ydelse, fx en indetemperatur der varierer mellem aftalte komfortgrænser.

I READY-projektet er der arbejdet med direkte (central) styring af varmepumperne.

### 2.1.2 Styring efter spotpriser i READY

Driftsprincippet for varmepumperne er som udgangspunkt at flytte forbruget inden for det enkelte døgn til de timer, hvor prisen er lavest. På baggrund af spotprisprognoser for det kommende døgns spotpriser og varmebehovet i de enkelte timer genereres en spotoptimeret køreplan for varmepumperne, der minimerer udgifterne til el.

Den oprindelige tilgang var at lave individuel modellering og addere de enkeltes køreplaner til en samlet køreplan. Ud over spotprognoser var køreplanerne baseret på prognoser for vejrforhold, individuelle husparametre og forbrugsvaner.

Det har vist sig vanskeligt at modellere det enkelte hus individuelt, på grund af individuel adfærd og lokale forskelle. Der er derfor udviklet en puljemodel der dækker alle husene. Først beregnes en referenceplan, hvor varmepumperne køres uden styring og som holder en fast indetemperatur. Derefter beregnes en spotoptimerede plan, som leverer samme energimængde ind i husene, men som er optimeret i forhold til de forventede priser. Køreplanen skal laves tids nok til at afgive et købsbud i spotmarkedet dvs. inden kl 12.00 dagen før driftsdøgnet. Købsbuddet i spotmarkedet er prisafhængigt.

Når de faktiske priser publiceres kan den forventede besparelse beregnes på baggrund af den indmeldte spotprisoptimerede plan i forhold til referenceplanen. En spotoptimeret køreplan vil som udgangspunkt resultere i en besparelse i forhold referenceplanen der ikke tager hensyn til spotpriser.

Hvis der er store afvigelser mellem de forventede og de faktiske spotpriser, så kan afvigelserne søges indhentet i efterfølgende markeder.

## 2.2 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet kan tilgås direkte eller via det manuelle reservemarked. Hvis der vindes et bud for rådighedsbetaling for manuelle reserver følger en forpligtigelse til at byde kapaciteten ind i regulerkraftmarkedet (aktivering). Rådighedsbetaling på det manuelle reservemarked og muligheden for at anvende varmepumperne på dette markedet er beskrevet senere.

Det er muligt at byde ind i regulerkraftmarkedet uden at være accepteret i det manuelle reservemarked og regulerkraftbud kan indsendes op til 45 min før driftstimen<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> 45 min. gælder for den balanceansvarliges indmelding til Energient.dk. Men enhederne skal dog meldes ind til den balanceansvarlige en time før driftstimen.

På regulerkraftmarkedet indgives bud separat for op- og nedregulering. Reguleringen er navngivet efter produktion, se tabel 1 herunder. På regulerkraftmarkedet er det ikke tilladt at pulje forbrugsenheder med produktionsenheder [4]. Regulerkraftmarkedet er opdelt på DK1 og DK2 og handles på det fællesnordiske regulerkraftmarked, Nordic Operational Information system (NOIS) [4]. For at opretholde den indenlandske balance vælger Energinet.dk buddene efter laveste pris først, men i nogle tilfælde kan reservekapacitetens geografiske placering have indflydelse på valget af bud. Enhederne aktiveres af Energinet.dk's kontrolcenter gennem de balanceansvarlige. Ved aktivering skal enhederne kunne regulere fuldt op eller ned på maksimalt 15 minutter [4].

Regulering	Produktion	Forbrug
Opregulering	Start	Stop
Nedregulering	Stop	Start

Tabel 1: Oversigt over op- og nedregulering for produktions- or forbrugsenheder.

I situationer med behov for opregulering køber Energinet.dk den nødvendige mængde regulerkraft ved de balanceansvarlige aktører, som har budt ind med opregulering. Hvis der er behov for nedregulering så sælger Energinet.dk overskudsmængden til de balanceansvarlige aktører der har budt nedregulering ind. Regulerkraftmarkedet er et marginalprismarked, hvor alle aktører modtager samme pris svarende til prisen for den sidst aktiverede enhed.

### 2.2.1 Styring efter regulerkraft i READY

I READY-projekter er deltagelse i regulerkraftmarkedet simuleret ved at varmepumperne er styret efter et aktiveringssignal, som indikerer om enheder i Neas Energy's portefølje af bla. kraftvarmeværker, er aktiveret i op- eller nedregulering.

På regulerkraftmarkedet er minimumsbuddet i dag på 10 MW, hvilket ville kræve en pulje på minimum 2500 varmepumper á 4 kW elektrisk effekt. Varmepumperne kan dog puljes med andre forbrugsenheder.

For at varmepumperne kan levere opregulering skal de allerede køre, og således være handlet i spotmarkedet. Hvis varmepumperne skal kunne levere nedregulering skal de stå stille med mulighed for at starte op. Da varmepumperne puljestyres er det ikke nødvendigt, at den enkelte varmepumpe opretholder reguleringen i en time, men det er afgørende, at puljen kan opretholde effekten i op til en time.

Med en pulje af varmepumper vil der være nogle varmepumper, der kan startes, mens andre vil kunne slukkes. Dette betyder, at den balanceansvarlige potentielt kan byde både ned- og opregulering ind i den samme time i tilfælde af, at kapaciteten er til rådighed. Det vil være usikkert, om varmepumperne bliver aktiveret i enten op- eller nedregulering eller slet ikke, da det er afhængigt af, om der er brug for regulering, i hvilken retning og til hvilken pris.

Aktivering på regulerkraftmarkedet betyder, at der afviges fra den indmeldte plan. Denne ændring kan have indflydelse på den spotoptimerede plan. Aktivering på regulerkraftmarkedet kan medføre at der skal kompenseres senere i døgnet, hvis temperaturen ikke kan holdes inden for komfortgrænserne eller for at minimere udgifterne til el. Dette afhænger af budstrategien.

Da regulerkraftmarkedet er et marginalprismarked vil aktivering på regulerkraftmarkedet som minimum resultere i den budpris, der er givet for varmepumperne. Derfor vil en aktivering som regulerkraft give en besparelse. Hvor stor besparelsen er handler dels om behovet for regulerkraft og om strategien for budgivning.



## 2.2.2 Budstrategi for anvendelse af varmepumperne i spot- og regulerkraftmarkedet

I forhold til budstrategien skal der tages højde for at komfortgrænserne i de enkelte hjem ikke brydes, da det vil underminere tilliden til et produkt som bygger på fjernstyring af varmepumper. Der er forskellige muligheder for at byde varmepumperne ind i spot og regulerkraftmarkedet. Som udgangspunkt kan budstrategien opdeles i en konservativ og en aggressiv strategi.

En konservativ strategi defineres som en strategi, hvor indkøb i spotmarkedet optimeres således, at varmebehovet er mødt samtidig med, at udgifterne til el minimeres. Herefter bydes der ind i regulerkraftmarkedet i det omfang, der er kapacitet til rådighed og aktivering af denne ikke vil påvirke den indmeldte plan i de efterfølgende timer, da der opereres indenfor de fastlagte temperaturbånd. Efter aktivering i en retning, vil der kunne bydes ind i den modsatte retning. En konservativ strategi begrænser muligheden i regulerkraftmarkedet, da der søges at undgå ubalancer. I mange tilfælde er ubalancer ikke voldsomt dyre, og dette kan udnyttes i en mere aggressiv strategi.

En aggressiv budstrategi kan tilrettelægges på flere måder, men ved en aggressiv strategi bydes der ind i regulerkraftmarkedet selv om det kan medføre ubalancer (fx tvangskørsel) på et senere tidspunkt. Tvangskørsel giver de balanceansvarlige mulighed for "handle" den mængde fx i regulerkraftmarkedet. En aggressiv budstrategi kan optimeres ud fra en beskrivelse af de forventede ubalancerpriser.

Ved aktivering i opregulering, dvs. stop af varmepumperne, fås opreguleringsprisen, hvorved fortjenesten (besparelse på elregningen) består i forskellen mellem opreguleringsprisen og spotprisen. Ved at slukke varmepumperne og afvige fra den oprindelige plan kan en aggressiv strategi medføre at varmepumperne skal aktiveres senere for at opretholde komforten. Den balanceansvarlige kan derfor byde ind med nedregulering senere i døgnet og ved aktivering betales end lavere pris for strømmen i den pågældende time. Hvis varmepumperne ikke aktiveres kan det være nødvendigt at starte varmepumperne alligevel, hvilket vil resultere i, at den balanceansvarlige kommer i ubalance i forhold til den indmeldte plan.

Ved aktivering af nedregulering, dvs. start af varmepumperne, betales nedreguleringsprisen, men for varmepumperne betyder det, at der produceres varme og forbruges el og der derved betales en lavere elpris end på Elspot – og dermed billigere varme. Omvendt kan det medføre, at der skal forbruges mindre el på et senere tidspunkt i døgnet for ikke at producere mere varme end nødvendigt og derved minimere udgifterne til el. Den balanceansvarlige har derfor mulighed for at byde ind med opregulering på et senere tidspunkt i døgnet. Det er ikke sikkert at budet bliver aktiveret og hvis varmepumpen alligevel stoppes vil der opstå en ubalance i forhold til, hvad der er købt ind i spot markedet (indmeldt plan), hvilket afregnes i balancemarkedet.

En aggressiv strategi giver ikke kun øgede muligheder for at byde ind i regulerkraftmarkedet, men også mulighed for den balanceansvarlige til at byde ind i andre markeder, hvilket giver mulighed for en opnå en større besparelse.

## 3. Potentielle markeder for varmepumperne

De balanceansvarlige aktører har flere muligheder for at anvende varmepumpernes kapacitet til at generere økonomisk værdi i de forskellige elmarkeder. Det er op til den balanceansvarlige at tilrettelægge en strategi der kan skabe højst værdi for både den balanceansvarlige og forbrugerne i puljen. At anvende varmepumperne i ét marked kan give muligheder eller bindinger i et



efterfølgende marked. I dette afsnit beskrives det, i hvilke markeder puljestyring af varmepumper potentielt kan anvendes udover spot og regulerkraft som beskrevet ovenover.

### 3.1 Det manuelle reservemarked

Bud til at modtage rådighedsbetaling på det manuelle reservemarked skal sendes senest kl 09:30 til Energinet.dk dagen inden driftsdøgnet. Op- og nedreguleringsbud indsendes separat til Energinet.dk<sup>8</sup>. Bud skal indeholde både den mængde, der er til rådighed og en pris for at stå til rådighed i den pågældende time. Energinet.dk vælger de billigste bud indtil deres behov er dækket. Alle opreguleringsbud der accepteres får samme rådighedsbetaling som den dyreste enhed. Det samme gælder for nedregulering [4]. Hvis et bud accepteres til rådighedsbetaling i det manuelle reservemarked forpligter aktøren sig til at indmelde et bud i regulerkraftmarkedet. Bud i regulerkraftmarkedet som følge af kontrakt om manuelle reserver skal indsendes senest kl 17:00 dagen inden driftsdøgnet [1].

For at varmepumperne kan anvendes og få rådighedsbetaling på det manuelle reservemarked er det nødvendigt at kende til kapaciteten, der er til rådighed i de pågældende timer for at vide, om der kan bydes ind med op- eller nedregulering. Neas Energy leverer en spotprognose til sine kunder kl 09:00 og en opdateret version kl 10:00. Hvis den spotoptimerede kørerplan laves i forhold til spotprognosen kl 09:00 er det muligt at kende kapaciteten der kan bydes ind i det manuelle reservemarked. Omvendt kan der bydes ind med manuelle reservemarked først hvorefter spotplanen meldes ind således at det sikres, at den "lovede" kapacitet er til rådighed og bydes ind i regulerkraftmarkedet.

En udfordring ved at anvende varmepumperne på det manuelle reservemarked er at den balanceansvarlige skal kende kapaciteten der er til rådighed til at levere regulerkraft inden kl. 09:30 for det kommende døgn. I denne tidshorisont kan der opstå uforudsete hændelser der kan påvirke kapaciteten der er til rådighed i puljen. I modsætning kan regulerkraftbud, som ikke er følge af en kontrakt på det manuelle reservemarked, bydes ind indtil en 45 min inden driftstimen, hvilket betyder en kortere tidshorisont, hvori uforudsete hændelser kan opstå.

Det er muligt at anvende en pulje varmepumper på det manuelle reservemarked. Yderligere er rådighedsbetalingen på nuværende tidspunkt uinteressant i både DK1 og DK2. I DK2 er hele markedet dækket af Kyndby- og Masnedøværket hvor Energinet.dk har indgået længerevarende aftaler med DONG [8]. I DK1 har Energinet.dk også indgået en længerevarende aftale med Vattenfall der ejer Nordjyllandsværket. Det dækker dog ikke hele markedet og Energinet.dk indkøber kapacitet på daglige auktioner. Rådighedsbetalingen er dog så lav, at den på nuværende tidspunkt ikke anses for relevant, men det kan ændre sig i fremtiden.

### 3.2 Elbas

Nord Pool Spot offentliggør kl 14:00 den kapacitet på transmissionsforbindelserne, der er til rådighed for intraday-handel det efterfølgende driftsdøgn. Elbas er åbent fra kl. 14:00 og frem til en time før driftstimen. Ligesom på Elspot kan der indsendes time- eller blokbud, som kan spænde over 1-32 timer [2].

<sup>8</sup> Der har i 2012-2014 ikke været behov for reservationsbetaling for nedregulering

Elbas foregår efter pay-as-bid dvs. at hvis en køber og en sælger accepterer et bud, så gennemføres handlen. Bortset fra Jylland-Tyskland vil energi og transmissionskapacitet blive handlet samtidig (kontinuerlig implicit allokering). Efter elbas-handler for den efterfølgende time er afsluttet (dvs i selv driftstimen) ligger ansvaret for at balancere hos systemoperatøren, dvs. Energinet.dk [2].

Den mindste energimængde der kan handles på Elbas er 0,1 MWh og derfor er det nødvendigt at puljestyre varmepumperne for at operere på markedet. Et købt på Elspot kan sælges på Elbas i den givne time, hvilket eksekveres ved, at varmepumperne ikke aktiveres dvs. strømmen ikke forbruges. Ligeledes er det også en mulighed at købe el og aktivere varmepumperne.

Elbas giver mulighed for at udligne ubalancer i tilfælde, hvor den balancesansvarlige vurderer, at der er økonomisk risiko ved at være i ubalance. Som beskrevet ovenfor kan en aktivering i regulerkraftmarkedet resultere i tvangskørsel senere i døgnet og denne energimængde kan handles i Elbas. Ud over at udligne ubalancer kan handel på Elbas, ligesom på regulerkraftmarkedet, potentielt resultere i indkøb af billigere strøm. Igen kan der bydes konservativt eller aggressivt ind i Elbas alt efter hvilken strategi den balanceansvarlige mener er mest hensigtsmæssig.

I tilfælde af, at der er en modpart der accepterer et bud på Elbas så gennemføres handlen. Hvis varmepumperne opereres på Elbas kan det forventes, at en større besparelse kan opnås i forhold til den spotoptimerede plan, da den balancesvarlige selv bestemmer købs- og salgsbud. Derudover er der gode muligheder i at kombinere varmepumperne på regulerkraftmarkedet og Elbas.

### 3.3 Automatiske reserver: FNR, FDR og primære reserver

For at varmepumperne skal kunne levere automatiske reserver skal der installeres det rette frekvensmåleudstyr ved den enkelte varmepumpe. En såkaldt "SmartBox" er udviklet, i forbindelse med et tidligere EUDP-støttet projekt "Demand as Frequency-controlled Reserve (DFR)", som er en demand response-enhed der f.eks. kan regulere på baggrund af frekvens- og spændingssignaler. SmartBox'en tilkøbes forbrugsenheden og kan regulere den enten digitalt eller ved et relæ (on/off) via SmartBox'ens frekvensmålinger [5]. En lignende enhed skal installeres ved varmepumperne for at de kan levere frekvensregulerende ydelser.

En anden løsning kunne være, at frekvensafvigelsen registreres fra centralt hold, hvorefter der kommunikeres et online-signal ud til de relevante enheder som herefter reagerer. Sådant en løsning skal tage højde for, at responstiden i disse markeder er på sekunder.

Der er dog værd at nævne, at de varmepumper der er installeret i dag ikke er optimale til at levere automatiske reserver da disse varmepumper ikke kan tvangsstartes. Derudover kan der være krav til køre- og hviletider, hvilket kan udfordre leverancen af ydelsen. En pulje af varmepumper vil dog samlet kunne levere frekvensydelse.

#### 3.3.1 Frekvenstyrede normaldriftsreserve (FNR) (DK2)

Markedet er et kapacitetsmarked der er sammenlagt med det svenske marked, hvor der i 2012 blev indkøbt 253 MW dagligt. FNR-enheder skal kunne levere regulering ved frekvensafvigelser på +/- 0,1 Hz fra referencefrekvensen på 50 Hz. Ydelsen skal leveres inden 150 sekunder og skal kunne opretholdes kontinuerligt over hele driftsdøgnet. Det er en symmetrisk ydelse, så enheden skal kunne både levere op- og nedregulering, men det er tilladt at pulje både produktions- og forbrugsenheder, hvis de er underlagt den samme balanceansvarlige. Minimumsbuddet på markedet er 0.3 MW. Der betales en rådighedsbetaling (pay-as-bid) samt en betaling for regulering (regulerkraftprisen) [4].

Der er en todelt aktion hvor første del (D-2) er to dage inden driftsdøgnet med deadline kl 15:00. Anden del (D-1) er dagen før driftsdøgnet med deadline kl 19:00. På D-2 kan der bydes ind i 6-timers blokke, mens der på D-1 kan bydes ind med 3-timers blokke. Energinet.dk oplyser accepterede bud for D-2 kl 16:00 og for D-1 kl 21:00 [4].

En pulje af varmepumper forventes at kunne levere ydelsen da nogle varmepumper vil være tændte, mens andre vil være slukket i øjeblikket, hvor der er brug for regulering. Det vil som minimum kræve 150 varmepumper (4 kW elektrisk effekt) for at deltage i markedet, hvis det formodes, at halvdelen er tændte og halvdelen er slukket, for at have kapaciteten til både at kunne levere op- og nedregulering. Det vil selvfølgelig være nødvendigt med en større pulje for at have en buffer.

Det er muligt at byde ind i FNR via D-1 efter at spotoptimeringen er indmeldt. Omvendt kan spotkørplanen planlægges ud fra om varmepumperne bliver accepteret i D-2. Hvis varmepumperne accepteres i FNR så udelukkes det, at varmepumperne kan anvendes i andre markeder i de blokke, hvor de skal stå til rådighed. Energimængden der aktiveres i FNR-markedet er større end i primær reserve og FDR og forventes derfor at kunne have indflydelse på den indmeldte plan. Udfordringen ved at anvende varmepumperne i FNR er, at energimængden der aktiveres ved at leverer ydelsen er ukendt før i selve driftstimen. Det kan resultere i ubalancer som den balanceansvarlige skal kalkulere for i sin strategi for at anvende varmepumperne.

Der er muligt at lave en kombineret markedsstrategi dvs. at der kan bydes in i FNR og på baggrund af udfaldet i FNR kan der bydes ind i regulerkraftmarkedet eller Elbas i selve driftsdøgnet. Der kunne derfor bydes ind i FNR nattetimerne og fx ind i regulerkraftmarkedet i dagtimerne, hvis der er kapacitet til rådighed.

### 3.3.2 Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FDR) (DK2)

Enheder der leverer FDR aktiveres når frekvensen i nettet falder til under 49,9 Hz og ydelsen er kun opregulering. Efter 5 sekunder skal halvdelen er kapaciteten være aktiveret og efter 25 sekunder skal den fulde kapacitet være aktiveret. I 2012 var volumen 445-465 MW som indkøbes i samarbejde med den svenske TSO. Auktionen (D-1 og D-2) samt afregningsgrundlaget (rådighedsbetaling og betaling for aktiveret energi) på FDR foregår på samme måde som på FNR. Minimumsbuddet er på 0,3 MW ligesom på FNR.

Da ydelsen kun er opregulering skal varmepumperne være i stand til at skrue ned i de pågældende timer. Det vil som minimum kræve 75 varmepumper (4 kW elektrisk effekt), hvis det formodes at alle varmepumperne kører og kan skrue ned for forbruget. Gennemsnitprisen for at stå til rådighed på FDR er lavere end på FNR. Energien der aktiveres i markedet er meget lav, så det forventes ikke at have indflydelse på den indmeldte plan eller komforten så længe aktiveringen fordeles på alle varmepumperne i puljen.

### 3.3.3 Primær reserve (DK1)

Enheder der leverer primær reserve måler automatisk frekvensen i nettet og regulerer afvigelser der overstiger +/- 200 mHz. Efter 15 sekunder skal halvdelen af effekten være aktiveret og efter 30 sekunder skal den fulde kapacitet være aktiveret. Ydelsen skal kunne opretholdes i op til 15 min. Energinet.dk indkøber dagligt 23 MW som seks 4-timers blokke og buddene skal indsendes senest kl 15:00 dagen før driftsdøgnet. Minimumsbudstørrelsen er 0,3 MW som bydes ind som enten op- eller nedregulering. Et bud afgives som en pris for at stå til rådighed i de pågældende timer dvs. DKK/MW. Energinet.dk vælger de billigste enheder indtil deres behov er dækket og alle

accepterede aktører får samme pris som den sidst aktiverede enhed. Den energi der aktiveret generer en ubalance i forhold til det der er meldt ind i spotmarkedet og denne ubalance afregnes i balancemarkedet. Den leverede mængde er oftest lav.

Energinet.dk har planer om at sammenlægge det danske marked for primær reserver med den tyske marked for primær reserver. På de tyske marked udbydes reserver på ugebasis så en enhed skal stå til rådighed for en uge ad gangen. Yderligere er minimumskapaciteten i markedet 1 MW og det skal leveres som en symmetrisk ydelse.

I modsætning til FNR i DK2 så er primær reserve en asymmetrisk ydelse dvs. enten bydes der ind med nedregulering eller opregulering. Rådighedsbetalingen for nedregulering er faldet betydeligt over de seneste år og derfor er opregulering økonomisk set mere interessant i øjeblikket. På baggrund af den indsendte plan så kendes varmepumpernes kørsel i det kommende døgn og med udgangspunkt i planen kan primær reserve opregulering bydes ind i de blokke, hvor der er kapacitet til rådighed.

Aktivering af primær reserver sker i korte perioder så energimængden der aktiveres er lav og vil derfor ikke have den store indflydelse på den indmeldte plan. Så længe aktiveringen fordeles over hele puljen af varmepumper forventes det, at komfortgrænserne ikke brydes i de enkelte husholdninger. I tilfælde af, at aktiveringen har en større indflydelse på den indmeldte plan kan der senere i døgnet sælges el, købt i spot, på intraday-markedet.

Det forventes også, at varmepumperne kan anvendes på det tyske marked for primære reserve hvis puljen af varmepumper er stor nok til at kunne levere den krævede effekt. Det er muligt for varmepumperne at stå til rådighed i en hel uge ad gangen da effekten kun aktiveres i kortere perioder ad gangen. Som allerede beskrevet er det afgørende at aktiveringen fordeles over hele puljen af varmepumper så komfortgrænserne i den enkelte husholdning ikke brydes.

### 3.4 Balancemarkedet

På balancemarkedet sker der en afregning af de balanceansvarliges ubalancer. Energinet.dk udsender balanceopgørelser til de balanceansvarlige på femte arbejdsdag efter driftsdøgnet. Forbrugsenheder afregnes ved etprismodellen, hvilket betyder, at ubalancen altid afregnes med regulerkraftprisen [3]. I tilfælde af, at den balanceansvarlige har positiv ubalance, dvs. forbruget er højere end indmeldt i aktørplanen, i en time med opregulering, så skal opreguleringsprisen betales for ubalancen. Derimod skal nedreguleringsprisen betales for ubalancen i tilfælde af, at der var nedregulering i timen. Det betyder, at der er risiko/mulighed for at betale en højere eller lavere pris end spotprisen for den ekstra strøm der er forbrugt.

Hvis ubalancen er negativ dvs. at forbruget er lavere end indmeldt i aktørplanen, så får den balanceansvarlige en betaling for den energimængde, der ikke er forbrugt. I en time med opregulering består betalingen af opreguleringsprisen og i en time med nedregulering er betalingen nedreguleringsprisen. Den indtægt skal kompensere for den el, der er købt på Elspot, men ikke er forbrugt, men som er betalt. I timen med opregulering er værdien af ubalancen højere end den pris der er betalt på Elspot, men i en time med nedregulering er værdien af ubalancen lavere end prisen betalt på Elspot. På forbrugssiden kan en ubalance således have en merværdi i forhold til at være i balance og blive afregnet til spotprisen. Det kan den balanceansvarlige tænke ind i strategien for at anvende varmepumperne.

Ubalancer på produktionssiden afregnes efter topprismodellen: I tilfælde af, at den balanceansvarliges ubalance er i samme retning som systemubalancen, hvilket forværrer systemubalancen, så afregnes

ubalancen med regulerkraftprisen. Omvendt hvis den balanceansvarliges ubalance bidrager til at reducere systemubalancen så afregnes ubalancen med spot prisen [3]. Toprismodellen eliminerer således muligheden for at tjene på en ubalance.

### 3.4.1 Intern balancering

En balanceansvarlig aktør kan komme i ubalance på produktionssiden ved fx udfald af et kraftvarmeværk eller når produktionen fra vindmøller ikke følger prognosen. En pulje af varmepumper kan i princippet anvendes til at udligne produktionsubalancer, hvis den balanceansvarlige aktør vurderer, at der er stor økonomisk risiko ved at være i ubalance. Værdien af at styre varmepumperne intelligent kan forøges ved at anvende varmepumperne til intern balancering og reducere en potential omkostning for den balanceansvarlige aktør.

I en situation, hvor vindmøllerne producerer for meget og varmepumperne har mulighed for at starte op vil ubalancen kunne reduceres. Omvendt kan kapaciteten på varmepumperne anvendes til at byde ind i regulerkraftmarkedet som nedregulering. Selv om én balanceansvarlig har for stor produktion på vindmøllerne resulterer dette ikke nødvendigvis i, at der behov for nedregulering i systemet og derved vil varmepumperne ikke bliver aktiveret i nedregulering. I sådan en situation kan den balanceansvarlige vurdere, hvor der er mest værdi at hente.

## 4. Rammebetingelser for smart grid varmepumper

For at realisere intelligent styring af varmepumper er det nødvendigt, at forbrugeren timeafregnes for at skabe incitament for at flytte forbrug. Dette er ikke praktisk muligt i dag.

Det kræver installation af en fjernaflæst elmåler ved den enkelte forbruger og et økonomisk attraktivt system for timeafregning. Med introduktionen af Engrosmodellen 1. marts 2016 introduceres samtidig en såkaldt flexafregning som er en time-afregningsordning for små og mellemstore kunder, der skal gøre det attraktivt for forbrugerne at agere prisfleksibelt. Ordningen er et alternativ til den nuværende skabelonafregning (hvor forbrug ikke afregnes efter det individuelle forbrugsprofil) og forventes at være en billigere løsning (lavere abonnementsbetaling) end den timeafregning som anvendes for store forbrugere da netvirksomheden har længere tid til at rette hjemtagene timeværdier.

Udfordringen med de varmepumperne der i dag er installeret er, at de ikke kan tvinges til at starte, men at de kun kan tvinges til at stoppe. For at levere systemydelser til Energinet.dk er det problematisk, at varmepumperne ikke kan kontrolleres 100 %. Nyere varmepumper skal designes så de bedre kan kontrolleres dvs. med mulighed for at tvangsstarte. Det er især relevant for at kunne levere ydelser med kort responstid.

Det kan være problematisk for en pulje af varmepumper at levere systemydelser, fx regulerkraft, til Energinet.dk. I dag er minimumsbud for regulerkraft 10 MW, hvilket er en udfordring for mindre forbrugsenheder. Det er dog muligt at pulje forbrugsenheder så de kan levere den nødvendige effekt, men det kræver, at disse enheder har tilnærmelsesvis samme marginalpris. Det er hensigten at ændre minimumsbuddet fra 10 MW til 1 MW, men det er usikkert, hvornår ændringen træder i kraft. Ændringen vil gøre det betydeligt lettere for de små enheder at tilgå markedet.

Dokumentationen for at der er leveret den tilbudte mængde regulerkraft skal i dag ske via online-målinger, hvilket kan være urealistisk dyrt for mange mindre enheder. Alternativet, som er anbefalet af de nordiske TSO'er [10] er ex-post verifikation, dvs efterfølgende statistisk dokumentation.



For at anvende en pulje af varmepumper aktivt på de forskellige markeder er det afgørende, at varmepumperne er tilknyttet den samme balanceansvarlige. Private forbrugere med varmepumper og fremtidige varmepumpeejere kan have forskellige elleverandører, som kan være tilknyttet forskellige balanceansvarlige. Varmepumperne skal samles under den samme balancesansvarlig. Dette kan dog ske gennem en aggregator der er uafhængig af den balanceansvarlige.

## 5. Forretningsmodeller for puljestyring af varmepumper

På baggrund af styringen i READY-projektet er der opnået erfaringer der kan tænkes ind i en forretningsmodel mellem den balanceansvarlige og forbrugerne i puljen. For forbrugeren er det afgørende, at der er en gevinst ved at overlade styringen af varmen til en balanceansvarlig og samtidig skal der være økonomisk incitament for den balanceansvarlige ved at styre varmepumperne. God komfort og lav elregning kan være en metode til at fasholde kunder.

Ved puljestyring er det optimeringen af puljen og ikke den enkelte som er i fokus. Individuel styring er anden styringsstrategi som også analyseret i READY-projektet (se slutrapporten), men ved individuel styring kan det være vanskeligt at levere systemydelse til Energinet.dk. Ved puljestyring af varmepumperne kan kapaciteten på varmepumperne anvendes til at levere systemydelse, men når det er puljen der tilgodeses, kan der være nogle udfordringer i forhold til afregning af forbrugerne.

- **Timeafregning:** Styringen af varmepumperne handler om at udnytte variationerne i elpriser for at minimere udgifterne til at producere varmen. Men afregning af den enkelte forbruger ud fra forbrug og timepriser er ikke optimalt når varmepumperne puljestyres, da puljestyring tilgodeser det samlede forbrug. For eksempel kan en situation opstå, hvor nogle varmepumper leverer regulerkraft mens andre ikke gør, selv om der er kapacitet til rådighed, i en time med ekstreme favorable priser. En andet eksempel er at nogle varmepumper startes for at udligne en ubalance forårsaget af andre i puljen, i en time med høje priser. Hvis forbrugerne er afregnet efter timepriser så vil det i denne time blive dyrere for dem der skruede op for forbruget. Dagen efter kan rollerne være byttet om, men i denne time er prisen måske ikke så ekstrem og derfor er den økonomiske konsekvensen ikke så høj. Afregning af den enkelte forbruger i forhold til timepriser kan således være en udfordring når der puljestyres.
- **Energiforbrug:** Det er vigtigt for den enkelte forbruger, at afregningen er transparent i den forstand at den enkelte afregnes på baggrund af det faktiske forbrug på varmepumpen. Som beskrevet ovenover kan nogle varmepumper aktiveres til at levere fx regulerkraft, mens andre ikke vil i samme time. På kort sigt vil give en forskel i forbruget mellem forbrugerne i puljen. Set over en længere periode forventes denne forskel at blive udlignet, og derfor er det aktuelt at regne efter energiforbrug ved puljestyring af varmepumper.
- **Fleksibilitet:** Der kan være forskel på, hvor meget fleksibilitet den enkelte forbruger stiller til rådighed for den balanceansvarlige. Fleksibiliteten påvirkes bl.a. af husets tidskonstant og den tilladte temperaturafvigelse. Det vil betyde, at huse med højere varmekapacitet er mere fleksible, da forbruget kan flyttes i en længere periode end huse med lavere varmekapacitet. Ligeledes vil et øget komfortbånd resultere i en større fleksibilitet. Det kan forventes at en varmepumpe med stor fleksibilitet vil blive aktiveret mere på diverse markeder, til gavn for alle i puljen i forhold til en varmepumpe med lavere fleksibilitet. Graden af fleksibilitet kan tænkes ind i forretningsmodellen.

- **Risiko:** Der kan både være en risiko for at betale mere og mulighed for at betale mindre end spotprisen for at være i ubalance i den enkelte time. Den balancesvarlige kan medtage det i sin strategi for at styre varmepumperne. Det forventes at der en gang i mellem vil være nogle varmepumper der afviger meget fra den forventede kørsel pga. uforudset brugeradfærd. Hvis det antages at være i en meget dyr time kan det have indflydelse på hele puljen. Det kan diskuteres, hvem der skal tage risikoen. Da styringen sker centralt og det at være i ubalance kan være en del af strategien vil det være naturligt, at det er den balanceansvarlige der tager ubalancerisikoen.



## Referencer

1. Energinet.dk. (2011). *Energinet.dk's strategi for systemydelse*
2. <http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/Hourly-bid/>
3. Energinet.dk. (2008). *Forskrift C2: Balancemarkedet og balanceafregning*.
4. Energinet.dk. (2012). *Systemydelse til levering i Danmark - Udbudsbetingelser*.  
<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Systemydelse%20til%20levering%20i%20Danmark%20-%20Udbudsbetingelser%20g%C3%A6ldende%20fra%203%20%20oktober%202012.pdf>
5. Christian Bang, Christian Brandt Rasmussen, Jacob Østergaard, Klaus Lund Nielsen, Lars Gorzelak, Mikael Tøgeby, Nina Marie Holmboe, Philip Jamens Douglas, Rune Brus. (Maj 2013). *Demand as Frequency-controlled Reserve - implementation and practical demonstration programme*
6. Energinet.dk. Introduktion til systemydelse. 28. februar 2013  
[http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/43532-13\\_v1\\_Introduktion%20til%20systemydelse.PDF](http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/43532-13_v1_Introduktion%20til%20systemydelse.PDF)
7. [Energinet.dk. \(2014\). Forskrift H2: Skabelonafregning mv. Høringsversion maj 2014.](http://energinet.dk/DA/El/Saadan-driver-vi-elsystemet/Systemydelse-for-el/Sider/Reserver-1%C3%A6ngerevarendeaftaler.aspx)
8. <http://energinet.dk/DA/El/Saadan-driver-vi-elsystemet/Systemydelse-for-el/Sider/Reserver-1%C3%A6ngerevarendeaftaler.aspx>
9. Energinet.dk. Elmarkedet i Danmark. 9. januar 2013.  
[https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/9258-13\\_v1\\_Introduktion%20til%20elmarkedet.pdf](https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/9258-13_v1_Introduktion%20til%20elmarkedet.pdf)
10. Nordic TSO's, Balance Regulation Group (2013): Demand Side Bidding in Regulation Power Markets.  
<http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/El/Demand%20side%20bidding%20in%20RPM%2004102013.pdf>