



Input til strategi for systemydelser

F&U projektet:

2015 02 Merindtjening til kraftvarmeværker
ved hjælp af systemydelser

FJERNVARMENS TÆNKETANK



Dato: 26. august 2015

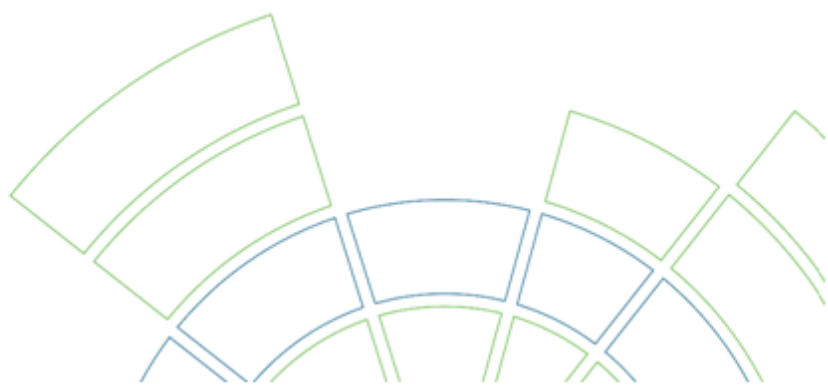
Udarbejdet af: Anders Houmøller

Kontrolleret af: Nina Detlefsen

Beskrivelse: Notatet indeholder input til strategi for systemydelse. Arbejdet er en del af F&U projektet 2015 02 Merindtjening til kraftvarmeværker ved hjælp af systemydelse som er støttet af Dansk Fjernvarmes F&U Konto.

Udarbejdet med støtte: Fjernvarmens F&U Konto.

Kontakt: www.gronenergi.org



Opsummering

Grøn Energi anbefaler følgende til en strategi for systemydelser:

1. Regulerenergi

Den nuværende nordiske marginalprissætning fastholdes.

For specialregulering fastsættes der desuden også en marginalpris, der bruges ved afregning af aktører, der leverer regulerenergi til specialregulering.

På sigt skal der etableres et fælles marked for regulerenergi for hele EU (eller store dele af EU). I dette marked skal der også afregnes til marginalpris. Begrebet specialregulering skal på sigt stort set afskaffes, så det kun bruges lokalt, når interne flaskehalse i en priszone skal håndteres.

2. Regulerkapacitet

Produkterne på Nordels marked for kapacitet må harmoniseres med UCTE's produkter.

Fjernvarmeværker bør argumentere mod etablering af langtidsmarkeder for kapacitet.

Indkøbet af strategiske reserver i Østdanmark må ikke lede til etablering af et langtidsmarked for kapacitet.

3. Dansk forsyningssikkerhed

Der skal være fuld transparens om de beregninger, Energinet.dk lægger til grund for estimerne af, hvordan dansk forsyningssikkerhed kan varetages. Energinet.dk skal fremlægge beregningerne og de antagelser, beregningerne bygger på. Problemet er, at det ikke er nødvendigvis givet, at dansk forsyningssikkerhed i høj grad kan komme fra udlandet.

4. Afregning af ubalancer

Fjernvarmeværker bør argumentere imod, at der indføres et strafgebyr for ubalancer. Prissætningen af ubalancer skal afspejle omkostningerne ved ubalancerne. Ubalancer bør derfor også i fremtiden prissættes via de kortsigtede marginalpriser for regulerenergi.

1 Indledning

I de nærmeste år vil fjernvarmen stå over for en lang række udfordringer. Grundbeløbet falder væk i 2018. Det resulterer i, at mange værker ikke længere kan drives økonomisk med de nuværende vilkår som udgangspunkt.

Udfordringen for værkerne illustreres af spotpriserne for el (dvs. en gros priserne for el). I 2014 var de gennemsnitlige spotpriser for henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark 22,9 og 24,0 øre/kWh. Tabel 1 viser de finansielle elmarkededers gæt på de fremtidige spotpriser.

År	Vestdanmark DKøre/kWh	Østdanmark DKøre/kWh	Tyskland DKøre/kWh	Nordisk systempris DKøre/kWh
2016	20,69	22,30	23,14	18,65
2017	21,51	23,13	22,70	19,66
2018	21,77	23,47	22,86	19,89
2019			23,14	20,04
2020			23,99	20,84
2021			24,55	22,41
2022				23,54
2023				24,55
2024				24,70
2025				25,26

Tabel 1: De finansielle elmarkededers gæt på de fremtidige spotpriser. Gæt per 10. august 2015. Kilder: Nasdaq OMX og EEX. Priserne omregnet til DKK vha. Nationalbankens kurs 10. august 2015.

Imidlertid står det danske elsystem samtidigt over for en række udfordringer pga. af omlægningen til et elsystem med stadig højere andele af vedvarende energi. Omlægningen kan skabe problemer for elsystemets forsyningssikkerhed, medmindre rammerne for elmarkedet tilpasses den nye virkelighed.

De to udfordringer gør det oplagt at sammentænke energiformerne el og varme: Varetagelsen af elsystemets forsyningssikkerhed må ske på en måde, der hensigtsmæssigt udnytter fjernvarmeselskabernes mulighed for at bidrage til elsystemets forsyningssikkerhed. Dette vil være positivt for både fjernvarmeselskabernes og elforbrugernes økonomi.

Energinet.dk har i foråret 2014 igangsat projektet Markedsmodel 2.0. Formålet med projektet er at

- Sikre et sundt investeringsklima for produktionskapacitet og fleksibelt forbrug, således forsyningssikkerheden kan fastholdes på det nuværende niveau.
- Bidrage til bedre indpasning af vedvarende energi i alle markeder.

- Sikre internationalt kompatible markedsløsninger.

Sideløbende med Markedsmodel 2.0 (og som en del af Markedsmodel 2.0) har Energinet.dk et udviklingsarbejde omkring Energinet.dk's markeder for systemydelser (med hovedvægt på Vestdanmark er markederne for systemydelser skitseret i appendiks 1).

Markederne for systemydelser er specielle derved, at Energinet.dk er eneste køber i Danmark (et marked med kun én køber siges at have monopson, mens et marked med kun én sælger har monopol).

Markederne for systemydelser er helt unikke derved, at TSO'erne, der er de eneste købere, også fastsætter reglerne for markederne.

Investeringshorisonten for den kapacitet, der skal levere ydelserne til Energinet.dk's markeder er 10-20 år. Rammerne for markederne er ofte blevet ændret med meget kortere varsler. Dette har skabt en uforudsigelighed, der gør den fremadrettede situation vanskelig for potentielle investorer.

For eksempel kan situationen være vanskelig for de decentrale kraftvarmeværker, der efter 2018 skal klare sig uden grundbeløbet. Værkerne skal dermed under nye rammer beslutte, om de skal

- Levetidsforlænge deres nuværende elproduktionsanlæg.
- Investere i nye elproduktionsanlæg – og i givet fald hvilke.
- Satse på udelukkende at producere varme.

I denne beslutning vil reglerne for systemydelser spille en større og større rolle idet det ikke forventes at de decentrale anlæg får særlig mange driftstimer i spotmarkedet (se tabel 1).

Fjernvarmeværkerne har i de seneste år spillet en stor og positiv rolle for varetagelsen af elsystemets forsyningssikkerhed. Både for elsystemets skyld og for fjernvarmens skyld må det sikres, at de nye rammer for elmarkedet udnytter fjernvarmens muligheder for at bidrage positivt til varetagelsen af elsystemets forsyningssikkerhed.

Denne rapport er udarbejdet i samarbejde med Grøn Energi af Houmoller Consulting ApS som en del af F&U projektet 2015 02 Merindtjening til kraftvarmeværker ved hjælp af systemydelser. Projektet er støttet af Dansk Fjernvarmes F&U Konto. Formålet med rapporten er at levere anbefalinger til en strategi for systemydelser. Anbefalingerne kan bruges i fjernvarmeværkernes videre arbejde med elmarkedet.

I det følgende gennemgår kapitel 2 markedet for regulerenergi og kommer med anbefaling til fjernvarmeværkernes input til en strategi for dette marked.

Kapitel 4 præsenterer markedet for regulerkapacitet og foreslår en strategi for dette marked.

Kapitel 5 diskuterer kort forsyningssikkerhed.

Kapitel 6 rummer en anbefaling til en strategi for afregning af ubalancer.

Appendiks 1 gennemgår det vstdanske marked for regulerkapacitet, mens appendiks 2 rummer en ordliste og en forkortelsesliste.

2 Regulerenergi

Prissætning af regulerenergi under normale forhold

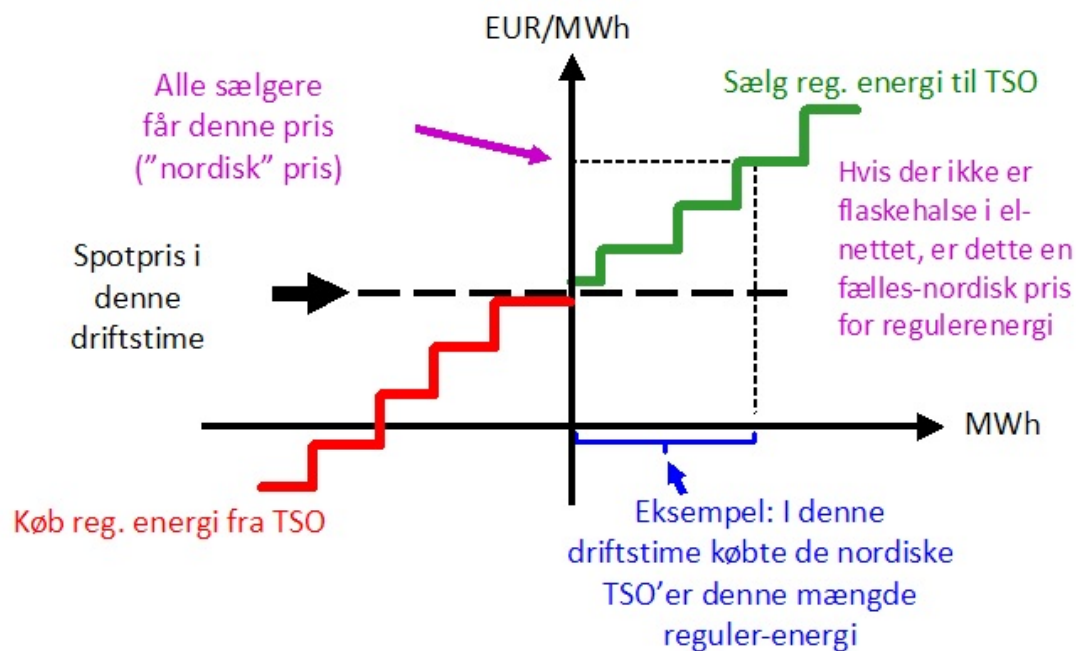
For at skabe balance mellem forbrug og produktion køber eller sælger Energinet.dk regulerenergi i driftstimen (eller kort før driftstimen).

De nordiske systemansvarlige har et fællesnordisk marked for regulerenergi. Figurerne 1-2 illustrerer prissætningen på markederne for regulerenergi, når energien udelukkende handles for at skabe balance mellem det samlede forbrug og den samlede produktion.

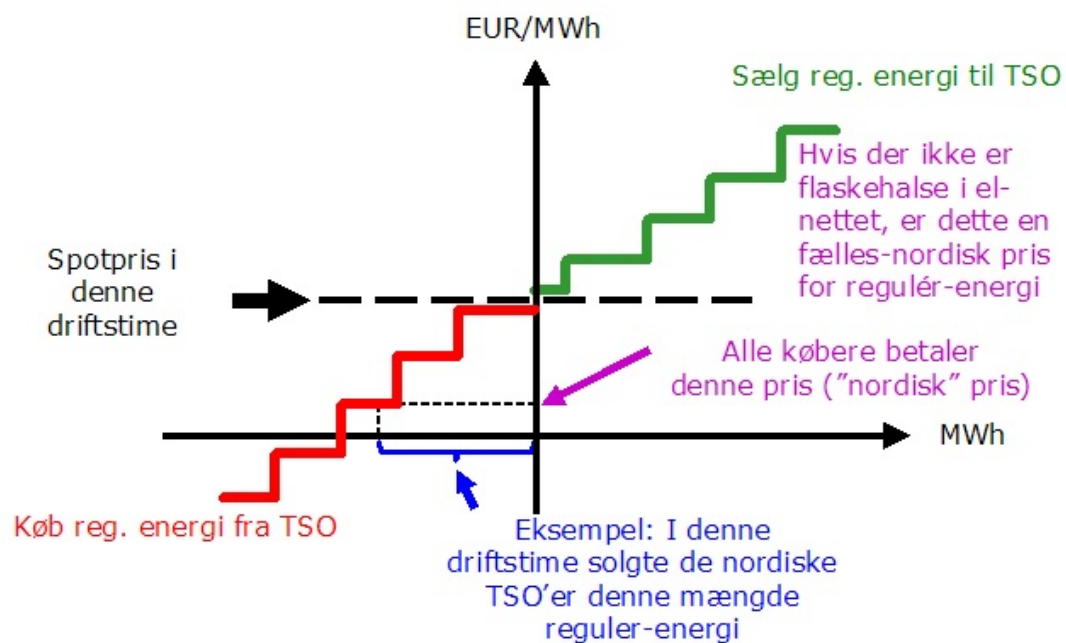
Som det fremgår af figurerne 1-2, benytter de nordiske TSO'er i udgangspunktet marginalprissætning.

En af fordelene ved marginalprissætning er, at aktørerne har et incitament til at byde med deres kortsigtede marginalomkostninger. Derved bliver både den røde og den grønne kurve i figurerne 1-2 såkaldte merit order kurver:

- De anlæg, der opreguleres, når TSO'en køber energi, er de anlæg med ledig kapacitet, der har de laveste, kortsigtede marginalomkostninger.
- De anlæg, der nedreguleres, når TSO'en sælger energi, er de kørende anlæg, der har de højeste, kortsigtede marginalomkostninger.



Figur 1: Opregulering: Prissætning på markedet for regulerenergi i en driftstime, hvor de nordiske TSO'er køber regulerenergi



Figur 2: Nedregulering: Prissætning på markedet for regulerenergi i en driftstime, hvor de nordiske TSO'er sælger regulerenergi

Regulereenergi – prissætning af regulereenergi ved specialregulering

Specialregulering anvendes af de nordiske TSO'er, når der er flaskehalse internt i en priszone. Desuden behandles det som specialregulering, når Energinet.dk handler regulereenergi med en TSO i Tyskland.

Ved specialregulering anvender Energinet.dk (og de øvrige nordiske TSO'er) *pay-as-bid*.

Især på grund af de interne netproblemer i Tyskland er dansk anvendelsen af specialregulering steget kraftigt i 2015¹. Det er et problem for aktører, der har budt med deres marginalomkostninger, fordi de havde forventet at blive afregnet efter marginalprisprincippet: Aktørerne får ingen fortjeneste, når deres energi afregnes som specialreguleringsenergi.

For aktørerne kan en løsning være at byde på regulereenergimarkedet med marginalomkostning plus et dækningsbidrag. For aktørerne giver det imidlertid et problem: Hvis en given aktør sætter dækningsbidraget for højt, risikerer aktøren at sætte sig uden for den gruppe af aktører, Energinet.dk handler med. Et lavt dækningsbidrag gør det umuligt at få finansieret de faste omkostninger.

For samfundet er det et problem, at buddene på markedet for regulereenergi ikke er en *merit order* kurve, når forskellige aktører leverer bud med forskellige dækningsbidrag.

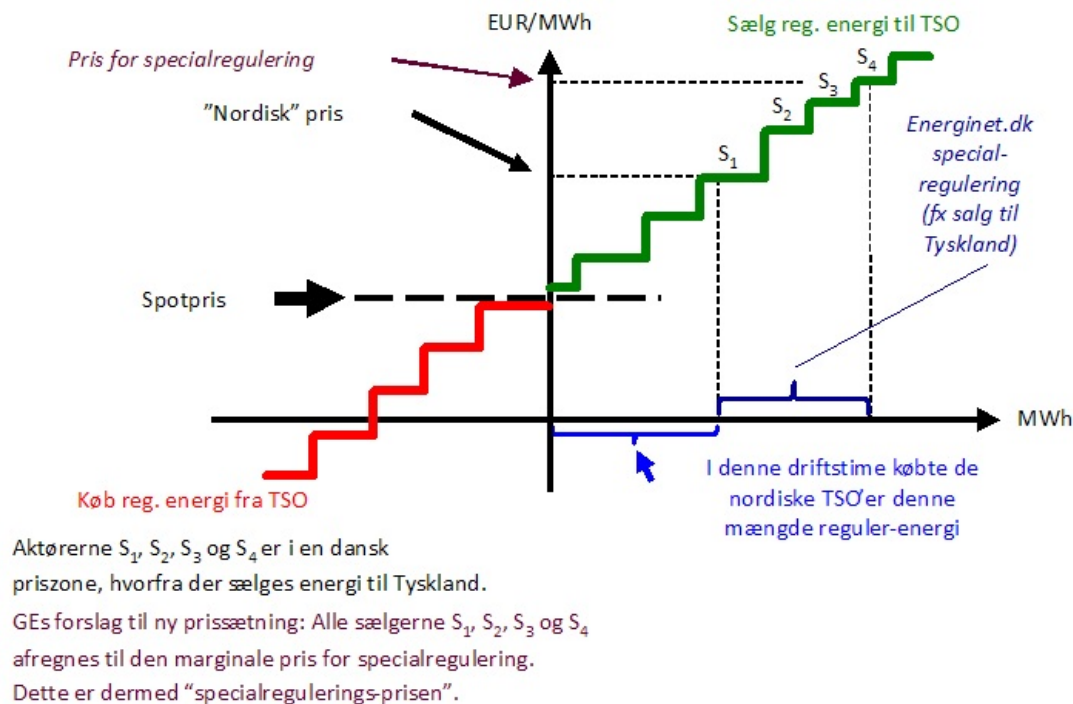
Figureerne 3-5 skitserer en løsning på problemet. Idéen er simpelthen at have en marginalpris for almindelig regulering og en anden marginalpris for specialregulering.

Modellen kan ses som en udvidelse af det nordiske marked for regulereenergi. Det nordiske marked er indrettet, så aktørerne ved normal regulering får gevinsten ved den grænseoverskridende handel med regulereenergi.

Med denne metode får aktørerne gevinsten ved handlen med regulereenergi over den dansk-tyske grænse.

Med Tyskland som en meget betydende part i det danske marked for regulereenergi må Tyskland indgå i det danske marked med en normal marginalprissætning af energien. Dette kan sammenlignes med spotmarkedet: Her sikrer markedskoblingen, at det tyske spotmarked indgår i det danske spotmarked med marginalprissætning.

¹Bemærk: En høj anvendelse af specialregulering er et tegn på, grænserne mellem priszonerne er forkerte. Hvis der ofte er brug for specialregulering, bør der oprettes nye priszoner. For Tyskland er det velkendt, landet burde deles i to eller flere priszoner. Se også billede nr. 7 i PowerPoint præsentationen "Market coupling – transparency, type, quality and unbundling". På houmollerconsulting.dk kan præsentationen downloades fra siden Facts and findings.



Figur 3: Grøn Energi's forslag: Prissætning af regulerenergi ved specialregulering – 1

Modellen er tilpasset en fremtid, hvor der er et fælles, indre marked for regulerenergi i hele EU (eller i store dele af EU). For regulerkapacitet har EU-Kommissionen gjort det klart, at den ikke vil acceptere 28 nationale markeder med hver deres regler. Vi må forvente samme holdning til regulerenergi. Dermed har vi mulighed for at undgå, at der kommer store ændringer på det danske marked for regulerenergi, når vi får en EU harmonisering.

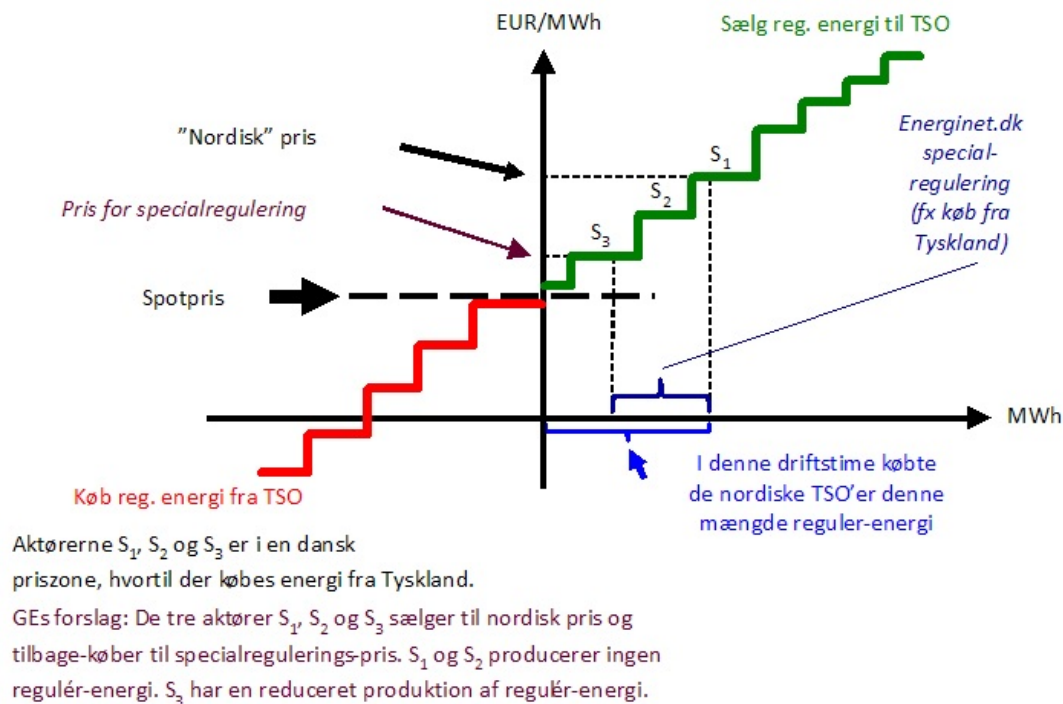
Marginalprisen for almindelig regulering bruges i øvrigt til at prissætte ubalancer i Norden. I første omgang kan vi fortsætte med at benytte den nordiske marginalpris som den pris, der bruges ved afregning af ubalancer. I næste omgang – når der er et større fællesmarked for regulerenergi – må vi sigte mod en fælles pris for afregning af ubalancer for alle priszoner, der har ens pris for regulerenergi.

3 Regulerkapacitet

Det vestdanske marked for kapacitet er gennemgået i appendiks A. Det Vestdanske marked er en del af UCTE markedet og følger derfor UCTE-reglerne.

Det østdanske marked for kapacitet er en del af Nordel markedet og følger derfor Nordels regler.

Nordels regler bør derfor harmoniseres med UCTE's regler. Det vil gøre det lettere at handle kapacitet mellem de to synkronområder. Dermed kan danske



Figur 4: Grøn Energi's forslag: Prissætning af regulerenergi ved specialregulering – 2

producenter fx lettere levere kapacitet til Vestdanmark via Storebælt kablet eller til Tyskland via Kontek kablet.

Når der tales om mulige, fremtidige "kapacitetsmarkeder" menes der normalt ikke markeder som de eksisterende, danske markeder, hvor Energinet.dk for næste dag (eller næste måned) køber kapacitet. I stedet for denne slags korttidsmarkeder tænkes der almindeligvis på markeder, hvor TSO'en køber kapacitet for en længere periode (fx for flere år).

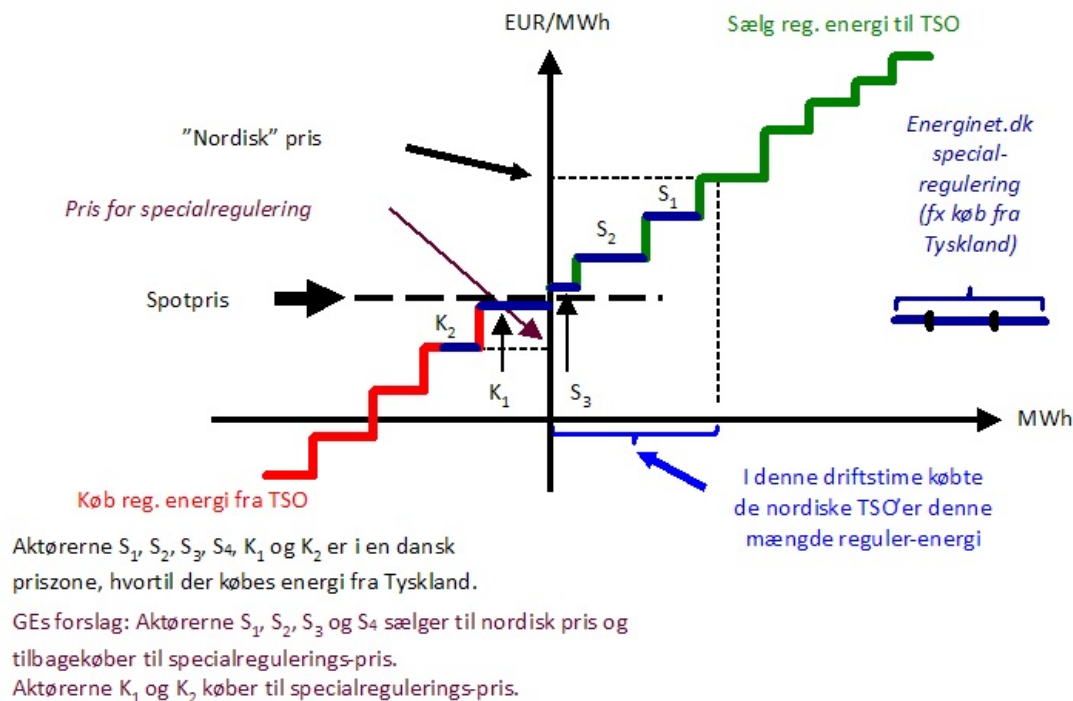
Fjernvarmeværker bør modsætte sig etableringen af sådanne langtidsmarkeder for kapacitet. For fjernvarmeværkerne vil det være vanskeligt at forpligte sig til at stå til rådighed i en lang, sammenhængende periode med en given mængde kapacitet.

Fjernvarmeværkerne kan desuden argumentere for, at sådanne langtidsmarkeder vil bevirke, at der på elmarkedet til slut kun vil være subsidierede producenter¹.

I Østdanmark vil Energinet.dk indkøbe en såkaldt strategisk reserve på 200 MW for årene 2016-2018.

For årene 2019-2020 vil Energinet.dk også indkøbe en strategisk reserve. Mængden er endnu ikke fastlagt.

¹Se PowerPoint præsentationen "Capacity markets and The Single European Electricity Market". På houmollerconsulting.dk kan præsentationen downloades fra siden Facts and findings.



Figur 5: Grøn Energi's forslag: Prissætning af regulerenergi ved specialregulering – 3

Fjernvarmeværkerne skal arbejde for, at dette køb af strategiske reserver ikke bliver en glidebane mod et langtidsmarked for kapacitet.

4 Dansk forsyningssikkerhed

I begyndelsen af juni 2015 offentliggjorde Energinet.dk analysen Energikoncept 2030. Her har Energinet.dk bl.a. analyseret 10-årige talserier for hele Europas vind- og solkapacitet. Ifølge Energinet.dk viser det sig, at en tættere sammenkobling af det europæiske energimarkeder kan være med til at opveje vind- og solfattige perioder i Danmark. Samlet vil en markedsintegration og et mere fleksibelt energiforbrug nedsætte behovet for backupkapacitet mærkbart ifølge Energinet.dk.

Af stærkstrømstekniske grunde skal der imidlertid være elproduktionsanlæg i et område som fx Vestdanmark for at forsyningssikkerheden er varetaget.

Desuden er det ikke realistisk at forestille sig, at det europæiske elnet inden for overskuelig tid bliver udbygget, så fx vindstille perioder i Danmark kan kompenseres af mere vind andre steder i Europa. Udfordringerne illustreres af tyskernes problemer med at få det interne tyske net udbygget, så vindstrøm fra Nordtyskland kan sendes til Sydtyskland.

Det er derfor vigtigt at fastholde Energinet.dk på realistiske scenarier for, hvor meget nabolande kan hjælpe hinanden. Dette kan sikres ved at forlange fuld transparens omkring de beregninger, Energinet.dk lægger til grund for estima-

terne af, hvordan forsyningssikkerheden varetages. Både beregningerne og deres forudsætninger skal lægges frem.

5 Afregning af ubalancer

I afsnit 3.2.1 i rapporten fra fase 1 af markedsmodel 2.0 projektet antydes det, at afregningen af ubalancer kan ændres, så afregningen ikke baseres på den nordiske marginalpris for regulerenergi. I stedet kunne der indføres et ekstra strafgebyr, der skulle bruges til at finansiere regulerkapaciteten.

Et strafgebyr for ubalancer har været diskuteret flere gange, siden det danske elmarked blev liberaliseret sidst i 90'erne. Et strafgebyr er imidlertid uhensigtsmæssigt, fordi det vil dræne likviditet væk fra markedet for regulerenergi: Med et strafgebyr kunne det blive fordelagtigt for en aktør at holde kapacitet tilbage fra Energinet.dk's markeder for kapacitet og energi med henblik på at foretage selvregulering, når dele af aktørens elproduktionen ikke forløber som planlagt.

En forøgelse af omkostningerne ved ubalancer skaber desuden en kunstig adgangsbarriere til elmarkedet: Små, nye aktører vil ofte have ubalancer, der er store i forhold til deres portefølje.

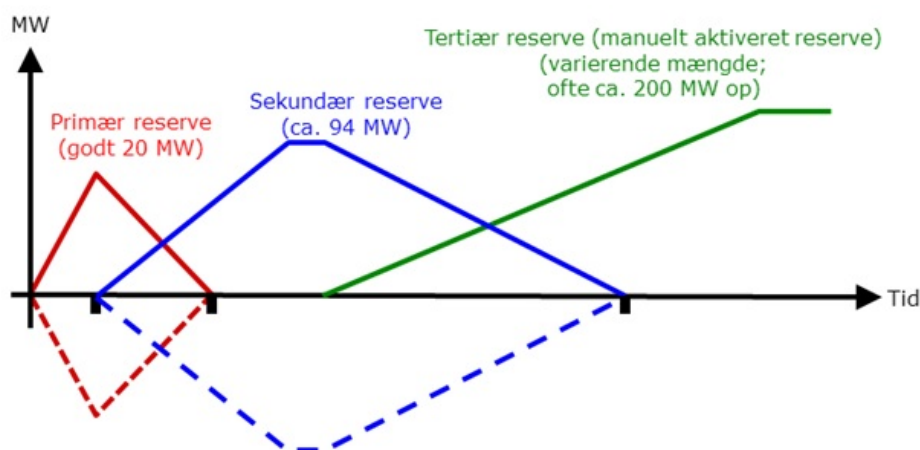
For fjernvarmeværkerne vil et strafgebyr betyde ekstra omkostninger ved havari.

Af ovenstående grunde bør fjernvarmeværkerne derfor argumentere imod, at der indføres et strafgebyr for ubalancer. Uanset størrelsen af ubalancerne må ubalancer også i fremtiden prissættes via de kortsigtede priser for regulerenergi. Derved bestemmer omkostningerne ved ubalancerne prisen for ubalancerne.

Dermed fortsætter vi desuden med at anvende standardprincippet for liberaliserede markeder: De kortsigtede marginalomkostninger fastsætter prisen.

A Kapacitetsmarkederne

I Vestdanmark indkøber Energinet.dk primær kapacitet, sekundær kapacitet og tertiær kapacitet (figur 6).



Figur 6: Det vstdanske marked for kapacitetsydelse

Den primære kapacitet

I den primære kapacitet indgår anlæg, der automatisk reagerer, hvis netfrekvensen er under 49,98 Hz eller over 50,02 Hz.

Når frekvensen bevæger sig uden for båndet 49,98 – 50,02 Hz skal anlæggende altså automatisk op- eller nedregulere.

Den første halvdel af den aktiverede reserve skal være leveret inden 15 sekunder. Den sidste del skal være fuldt leveret inden 30 sekunder ved en frekvensafvigelse på 0,20 Hz.

I Vestdanmark indkøber Energinet.dk dagligt ca. 20 MW primær kapacitet. Kapaciteten købes kl. 15 dagen før driftsdøgnet. Som det fremgår, indkøber Energinet.dk både nedregulerings- og opreguleringskapacitet.

I begyndelsen af august 2015 har Energinet.dk et planlagt køb på 13 MW af henholdsvis nedregulerings- og opreguleringskapacitet.

Den sekundære kapacitet

I den sekundære kapacitet indgår anlæg, der aktiveres elektronisk vha. et signal fra Energinet.dk's kontrolrum.

Den tilbudte mængde reserve skal kunne leveres inden for 15 minutter. Der må altså maksimalt gå 15 minutter fra modtagelse af det elektroniske signal og til, hele den bestilte mængde er aktiveret.

Hidtil har det i Vestdanmark kun været de centrale anlæg, der leverede sekundær kapacitet.

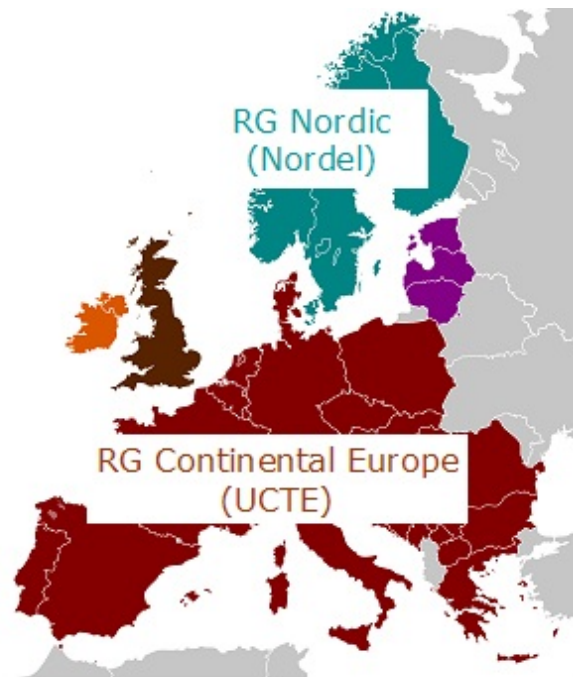
Den sekundære reserve har to formål. Det ene er at frigøre den primære reserve, hvis den er blevet aktiveret. Det andet formål er at holde udvekslingen på udlandsforbindelserne på det aftalte niveau.

Før indvielsen af forbindelsen Skagerrak 3 Jylland-Norge købte Energinet.dk den sekundære reserve på månedsbasis i Vestdanmark. Der blev typisk købt ca. 94 MW. Energinet.dk køber både nedregulerings- og opreguleringskapacitet.

Der har tidligere været en plan om at sammenlægge det vstdanske marked for sekundær kapacitet med det tyske marked for sekundær kapacitet. Planen er nu skrinlagt til fordel for en plan om at indkøbe sekundær kapacitet fra Norge (ved at bruge en del af kapaciteten på den nye Skagerrak 3 forbindelse Jylland-Norge).

I maj og juni 2015 indkøbte Energinet.dk 100 MW af henholdsvis nedregulerings- og opreguleringskapacitet.

Den sekundære kapacitet købes i dag primært i Norge via Skagerrak kablet. Desuden er der et standby marked i Danmark, der bruges, når kapaciteten ikke kan købes i Norge (fx fordi Skagerrak kablet er ude pga. uheld eller vedligehold).



Figur 7: UCTE og Nordel

Vestdanmark er den del af UCTE (fig. A1.2). UCTE har det beskrevne system med primær og sekundær kapacitet

Hele UCTE har 3.000 MW primær kapacitet.

Østdanmark er en del af Nordel området. For Østdanmark er der derfor andre regler end de, der her er beskrevet for primær og sekundær kapacitet.

Både UCTE og Nordel opererer med tertiær kapacitet (manuelt aktiveret kapacitet). Indenfor UCTE er der dog forskellige regler for, hvor hurtigt den tertiære kapacitet skal kunne reagere. I hele Norden er kravet til den tertiære kapacitet, at den skal kunne reagere på 15 minutter.

Den tertiære reserve

Den tertiære reserve indkøbes af Energinet.dk til at dække både Øst- og Vestdanmark.

Kapaciteten aktiveres manuelt. Kapaciteten skal kunne leveres på 15 minutter. Der må altså højst gå 15 minutter fra bestilling, til hele den rekvirerede mængde er aktiveret.

I Østdanmark har Energinet.dk og DONG Energy indgået en aftale for perioden 2011-2015 om indkøb af 600 MW manuel reserve på Kyndby- og Masnedøværket. Derfor er der normalt ingen daglige køb af tertiær reserve i Østdanmark.

I Vestdanmark indkøbes i hovedreglen 300 MW manuel reserve på daglige auktioner. Kapaciteten købes kl. 09:30 dagen før driftsdøgnet. Som hovedregel køber

Energinet.dk kun opreguleringskapacitet.

I begyndelsen af august 2015 har Energinet.dk indkøbt ca. 270 MW opreguleringskapacitet. Der blev ikke købt nedreguleringskapacitet.

B Terminologi og forkortelser

GE Grøn Energi

Merit order kurve Se afsnit 3.1

Nedregulering På markedet for regulerenergi kaldes det nedregulering, når TSO'en sælger regulerenergi

Nordel Se RG Nordic

Nordisk I denne rapport betegner ”nordisk” og ”nordiske lande” de fire lande Danmark, Finland, Norge og Sverige

Opregulering På markedet for regulerenergi kaldes det opregulering, når TSO'en køber regulerenergi

Pay-as-bid En aktør på regulermarkedet handler energi til den pris, aktøren har budt på markedet. Dette er i modsætning til marginalprissætning

Priszone Geografisk område inden for hvilket aktørerne kan handle el for indværende dag og den følgende dag uden at bekymre sig om flaskehalse i elnettet

RG Continental Europe Området blev tidligere kaldt UCTE. RG Continental Europe er det største synkronområde i Europa. For RG Continental Europe er der et samarbejde mellem TSO'erne om anskaffelse af regulerkapacitet. Se appendiks A og figur 7

RG Nordic Området blev tidligere kaldt Nordel. RG Nordic er det synkronområde, der omfatter Finland, Norge, Sverige og Østdanmark. For RG Nordic er der et samarbejde mellem TSO'erne om anskaffelse af regulerkapacitet.

Specialregulering Når en nordisk TSO handler regulerenergi for at afhjælpe flaskehalse internt i en priszone, kaldes det specialregulering. Når den danske TSO handler regulerenergi med en tysk TSO, kaldes det også specialregulering.

UCTE Se RG Continental Europe.