

Slutrapport fra PSO projekt nr. 2006-1-6393

**Priselastisk elforbrug og elproduktion
i industrien**

Oktober 2010

Dansk Energi Analyse A/S

Slutrapport fra PSO projekt nr. 2006-1-6393

**Priselastisk elforbrug og elproduktion
i industrien**

Udarbejdet af: Mogens Johansson, Dansk Energi Analyse A/S

Bilag 1 udarbejdet af: Mogens Weel, Weel & Sandvig ApS

Oktober 2010

Dansk Energi Analyse A/S
Vodroffsvej 32, 1900 Frederiksberg C
CVR-nr. 16259942

Indhold

Sammenfatning.....	3
Summary	4
1. Indledning.....	6
2. Forudsætninger.....	6
3. Mål.....	7
4. Gennemførelse.....	7
4.1 Udarbejdelse af generel metode	8
4.2 Analyse af seks virksomheder	8
4.3 Styringsmuligheder	13
4.4 Praktiske erfaringer med virksomhedernes deltagelse i markederne	13
4.5 Nye aftalesystemer og kontraktformer	15
4.6 Formidling af resultater	16
5. Barrierer for industriens deltagelse på elmarkederne.....	16
5.1 Reservemarkedet	16
5.2 Regulerkraftmarkedet.....	17
5.3 Spotmarkedet.....	17
6. Frekvensstyrede reserver	17
7. Referencer	19
Bilag 1. Industrielle kraftvarmeanlæg og affaldsværker som frekvensstyrede reserver	21
1. Opbygning af anlæg	22
1.1 Frekvensstyring	22
1.2 Reguleringshastighed på anlægstyper	23
2. Frekvensstyrede reserver – case studies	25
2.1 Gasfyret industrielt damp turbine kraftvarmeværk hos CP Kelco	25
2.2 Amagerforbrænding	27
2.3 AKZO Nobel Salt (Maricogen).....	29
2.4 Cheminova.....	32
3. Er det rentabelt?.....	32
3.1 Mindste bud.....	32
3.2 Potentielle indtjeningsmuligheder	33
4. Referencer	34
Bilag 2: Generel metode for afdækning af mulighederne for priselastisk elforbrug og elproduktion i industrivirksomheder	35
1. Indledning.....	36
2. Afbrydelige elbelastninger	36
3. Indkobling af elbelastninger (merforbrug af el)	37
4. Øget elproduktion.....	38
5. Reduceret elproduktion	39
6. Omkostninger og gevinstmuligheder	40

Sammenfatning

Der er i det danske elsystem et stigende behov for fleksibilitet på forbrugssiden som følge af, at en voksende andel af produktionsanlæggene - især vindkraftanlæg – ikke kan styres i samme grad som tidligere. En undersøgelse udført for Energinet.dk i 2005 viste, at de store elforbrugere har et betydeligt potentiale af fleksibelt (priselastisk) elforbrug, men at virksomhederne er tilbageholdne med at engagere sig på elmarkederne, bl. a. fordi de mangler overblik over deres egne muligheder. Energinet.dk gav derfor i 2006 tilskud til PSO-projektet "Priselastisk elforbrug og elproduktion i industrien", som har til formål at skabe interesse i industrien for gevinstmulighederne på markederne samt at gøre det lettere for virksomhederne at vurdere deres eget potentiale.

Projektet er gennemført i perioden februar 2006 – juli 2010, idet det dog har været stillet i bero fra juni 2007 til september 2008, hvor det grundet flytning af Energinet.dks kontrolrum ikke var muligt at få den nødvendige rådgivning om kommunikationen mellem virksomhederne og kontrolrummet.

Til en start udarbejdedes en generel metode til analyse af en virksomheds muligheder for at agere på elmarkederne. Metoden benyttedes til analyse af seks virksomheder med et betydeligt elforbrug. Det blev hurtigt klart, at virksomhedernes interesse var rettet mod reservemarkedet, hvor rådighedsbetalingen udgør en betydelig gevinstmulighed. På spotmarkedet og regulerkraftmarkedet vurderedes gevinstmuligheden som væsentligt mindre og derfor som uinteressant.

Da virksomhederne var usikre over for, om de kunne opfylde kravene til reserveeffekt, og også var usikre på, hvad en ageren på markedet ville medføre af produktionsforstyrrelser og tab, blev arbejdet rettet mod dannelsen af en forbrugspulje, så der kunne opnås praktiske erfaringer med priselastisk elforbrug som manuelle reserver. Det lykkedes at danne en pulje bestående af tre virksomheder i Vestdanmark med op til 11 MW afbrydeligt forbrug og med Energi Danmark som balanceansvarlig. Som følge af projektafbrydelsen i 2007-08 kunne puljen først agere i efteråret 2008. På det tidspunkt var rådighedsbetalingen faldet så meget, at virksomhederne ikke længere fandt reservemarkedet interessant. Der har været flere forsøg på at genoplive puljen og også på at skabe interesse for reservemarkedet hos en stor enkeltvirksomhed, men uden resultat. På den baggrund besluttedes det i 2010 at afslutte projektet.

Projektet har vist, at der er et potentiale for afbrydeligt elforbrug i industrien, som kan bydes ind på reservemarkedet, hvis de balanceansvarlige danner nogle robuste puljer på væsentligt over 10 MW (så 10 MW kravet opfyldes, selv om en eller flere virksomheder ligger stille) og med belastninger, der kan supplere hinanden ved langvarige afbrydelser og som tilsammen opfylder kravene til hastighed af udkobling og genindkobling.

Projektet har også vist, at der er en række barrierer, hvoraf en væsentlig er rådighedsbetalingens størrelse. Er betalingen på 200.000 kr./MW,år eller lavere, er virksomhedernes interesse for

reserve-markedet meget lille, mens interessen bliver mærkbar ved en betaling på det dobbelte til tredobbelte. Andre barrierer er manglende overskud hos medarbejderne til at beskæftige sig med en sekundær indtægtsmulighed som rådighedsbetalingen og frygten for produktionsproblemer som følge af afbrydelser af maskineriet. Mindsteeffekten på reservemarkedet på 10 MW udgør også en barriere, dels fordi det kan være svært at samle 10 MW afbrydeligt elforbrug i virksomheder, der har samme balanceansvarlige og alle ligger enten i Øst- eller Vestdanmark, og dels fordi virksomhederne foretrækker at agere alene, uafhængigt af andre virksomheder.

Projektet er afsluttet med en undersøgelse af mulighederne for frekvensstyrede reserver, som Energinet.dk siden 16. september 2009 har indkøbt på daglige auktioner, hvor betalingen har været høj. I bilaget er de tekniske muligheder undersøgt for affaldsforbrændingsanlæg og for industrielle kraftvarmeanlæg. Kravene til leveringstid for de frekvensstyrede reserver kan generelt opfyldes af affaldsforbrændingsanlæg, gasturbiner og gasmotorer, mens de kan være vanskelige at opfylde for de forholdsvis små damp turbineanlæg i industrien.

Summary

In the Danish electricity system there is an increasing need for flexibility on the consumption side as a growing share of production facilities - especially wind power plants - can not be controlled in the same degree as before. A study conducted for Energinet.dk in 2005 showed that large electricity consumers has a significant potential of flexible (price-elastic) energy consumption, but because the companies lack an overview of their own possibilities, they are reluctant to engage in the different electricity markets. In 2006 Energinet.dk therefore gave grants to a PSO project "Price-Elastic electricity consumption and electricity production in industry", which aims to create interest in the industry for profit opportunities in the markets and making it easier for companies to assess their own potential.

The project has been conducted from February 2006 - July 2010, though it was suspended from June 2007 to September 2008. In that period, it was not possible to obtain the necessary advice on communications between companies and the Energinet.dk control room.

As a start, the project elaborated a general method for analyzing a company's ability to act in electricity markets. The method has been used for the analysis of six companies with a significant power consumption. At an early stage, it became evident that the companies interest was directed against the reserve market, where the payment represents a significant profit opportunity. In the spot market and the market for regulating power, payment was estimated to be significantly smaller and therefore uninteresting.

As the companies were uncertain about whether they could meet the requirements for the reserve market, and also about whether actions on the market would lead to production disruptions and losses, work was directed towards the formation of a consumption pool to gain practical experience with price-elastic electricity consumption as manual reserves. We managed to form a pool of three companies in western Denmark for up to 11 MW of interruptible

consumption, all with Energi Danmark as balance controller. As a result of project suspension in 2007-08, the pool could first act in autumn 2008. At that time the available payment was fallen so much that companies no longer found the reserve market of interest. There have been several attempts to revitalize the pool and also to create interest in the reserve market at a large single company, but without result. Therefore it was decided in 2010 to interrupt the project.

The project has shown that there is potential for interruptible electricity consumption in industry which could be offered to the reserve market if the balance controller provides some robust pools significantly above 10 MW (so that the 10 MW requirement can be met even if one or more companies are running idle) and with loads which can complement each other in case of a long interruption.

The project has also shown that there are a number of barriers, of which a major is available the level of payment. If the payment is 200,000 kr. / MW, year or less, the companies interest in the reserve market is very small, but it becomes significant if payment is equal to double to triple. Other barriers are lack of time to deal with a secondary source of income as available payment and the fear of production problems caused by disruption of the machinery. The minimum power on the reserve market at 10 MW is also a barrier, partly because it can be difficult to gather 10 MW of interruptible power consumption in enterprises that have the same balance controller and all are situated either in eastern or western Denmark, and partly because companies prefer to act alone, independently by other companies.

The project has been finished with an analysis of the possibilities for frequency-controlled reserves, purchased by Energinet.dk since 16 September 2009 at daily auctions where payment has been high. In an annex, the technical options are considered for waste incineration and industrial CHP. The requirements for delivery of the frequency controlled reserves can generally be met by waste incinerators, gas turbines and gas engines, while they can be difficult to meet for small steam turbine plants in the industry.

1. Indledning

I 2005 fik Energinet.dk gennemført en undersøgelse af de store elforbrugeres potentiale for priselastisk elforbrug (ref. 1). Undersøgelsen viste, at der hos de interviewede 25 virksomheder var et betydeligt potentiale på 152 MW priselastisk elforbrug, og potentialet i hele erhvervslivet samt den offentlige sektor opgjordes til 381 MW, 7% af maksimalbelastningen. Undersøgelsen viste også, at virksomhederne var meget tilbageholdne med at engagere sig på elmarkederne, fordi prissignalerne var for svage og fordi virksomhederne manglede overblik over deres egne muligheder for at agere priselastisk.

For at vurdere potentialet nærmere og desuden vurdere barrierer og nødvendige virkemidler ansøgte Dansk Energi Analyse, der sammen med Norenergi havde udført potentialeundersøgelsen, i september 2005 Energinet.dk om PSO-tilskud til projektet "Priselastisk elforbrug og elproduktion i industrien". Projektet blev bevilget i februar 2006 og er gennemført frem til juli 2010, hvor det stoppedes som følge af svigtende interesse fra elforbrugernes side.

Projektet er udført af en projektgruppe bestående af firmaerne Rambøll, Weel & Sandvig, Norenergi, Nordjysk Elhandel samt Dansk Energi Analyse. Sidstnævnte har været projektleder.

2. Forudsætninger

Projektet fokuserede på mulighederne i industrien, fordi industrien står for ca. en trediedel af det danske elforbrug og ifølge den i indledningen nævnte undersøgelse vurderedes at have et betydeligt potentiale for at agere priselastisk. Hertil kommer, at der i industrien er mange virksomheder af en størrelse, så de kan agere på Nordpool Spot (hvor minimumseffekten er 0,1 MW) og så engangsudgifterne til bl. a. signaloverførsel er af mindre betydning. Endelig ville et prissignal fra markederne gå forholdsvis uforstyrret igennem til disse forbrugere, da industrien og især de energitunge virksomheder hidtil kun har været belastet af små afgifter.

Projektet har analyseret og i praksis undersøgt mulighederne på spotmarkedet og på markederne for regulerkraft og reserver (manuelle reserver), som vurderedes mest interessante for industrien. Det centrale har været en aktivering af elforbruget, men mulighederne ved ændret elproduktion på industrielle egenproduktionsanlæg er også indgået. Såvel opregulering som nedregulering – for elforbruget vil det sige afbrydelse af forbrug, hhv. forøget elforbrug ved f. eks. substitution af brændsel med el – blev omfattet af undersøgelsen.

På ansøgningstidspunktet september 2005 var rådighedsbetalingen for opreguleringsreserver høj, ca. 35.000 kr./MW pr. måned i Vestdanmark. Et niveau af den størrelsesorden var en klar forudsætning for projektet. Samtidig var en implicit forudsætning, at det skulle være muligt at indgå aftale om reserver – som udløser rådighedsbetaling – for en kortere periode end én

måned. Denne implicite forudsætning blev opfyldt ved indførelse af timemarkeder for manuelle reserver i juli 2006 i Østdanmark og i februar 2007 i Vestdanmark.

3. Mål

Projektets overordnede mål har været at fremme industriens udbud af priselastisk elforbrug ved at skabe interesse hos virksomhederne for gevinstmuligheden og gøre det lettere for dem at vurdere deres potentiale i afhængighed af bl. a. aktiveringsbetalingen samt ved at udvikle de aftalemæssige forhold på elmarkederne.

Projektets delmål har omfattet en analyse af et antal konkrete, større virksomheders muligheder for og omkostninger ved at tilpasse elforbrug og eventuel elproduktion til prissignalerne i elsystemet. Analysen skulle ud over forholdene i virksomhederne selv også omfatte forsyningsnettet. Styringsudstyret skulle vurderes, og projektet skulle beskrive kontraktformer og aftalesystemer, der kunne fremme virksomhedernes aktive deltagelse på elmarkederne. Et yderligere mål for projektet har været at udbrede kendskabet til mulighederne til erhvervslivet i bred forstand samt til de øvrige aktører.

4. Gennemførelse

I projektet blev der opstillet følgende syv faser for projektets gennemførelse:

1. Udarbejdelse af generel metode
2. Analyse af muligheder, omkostninger og gevinstkrav i de enkelte virksomheder
3. Styringsmuligheder
4. Praktiske erfaringer med virksomhedernes deltagelse i markederne
5. Nye aftalesystemer og kontraktformer
6. Formidling af resultaterne
7. Sammenfatning og rapportering

Arbejdet med fase 1 blev påbegyndt straks efter underskriften af kontrakten i februar 2006. I maj 2006 startede fase 2 med analyse af seks virksomheder, og dette arbejde førte i foråret 2007 til, at der i Vestdanmark – hvor der var flest interesserede virksomheder - blev forsøgt oprettet en pulje på minimum 10 MW opreguleringsreserver, se afsnit 4.4. Fra juni 2007 til september 2008 var projektet næsten stillet i bero, fordi Energinet.dk grundet flytning af kontrolrum ikke kunne give den nødvendige rådgivning om kommunikationen mellem virksomhederne og Energinet.dks kontrolrum. Da projektet kunne genoptages i efteråret 2008, var rådighedsbetalingen for manuelle opreguleringsreserver i Vestdanmark faldet, se figur 1, og i 2009 lå den på et niveau, som virksomhederne fandt for lavt. Fra projektets side vurderedes faldet at være resultatet af en stor og blivende tilgang til reservekraftmarkedet af decentrale anlæg og egentlige reservekraftanlæg, hvorfor det besluttedes at afslutte projektet med en indsamling og bearbejdning af opnåede erfaringer. Virksomhederne har dog ikke ønsket at bruge yderligere tid på projektet, hvorfor dette afsluttedes endeligt sommeren 2010. Energinet.dk har siden 16. september 2009 købt frekvensstyrede reserver på daglige auktioner,

og de sidste undersøgelser, der er gennemført inden for projektets rammer, vedrører disse reserver, se afsnit 6.

4.1 Udarbejdelse af generel metode

Den generelle metode til systematisk gennemgang af mulighederne for priselastisk elforbrug og elproduktion i en industrivirksomhed er beskrevet i et notat (ref. 2), og er medtaget i denne rapport som bilag 2. Metoden omfatter følgende markeder:

- spotmarkedet
- Elbas
- regulerkraftmarkedet
- balancemarkedet
- markedet for manuelle reguleringsreserver
- markedet for hurtig/langsom driftsforstyrrelsesreserver (Østdanmark)

Virksomhederne kan agere på disse markeder med deres elforbrug i form af afbrydelige elbelastninger og ved indkobling af elbelastninger. Virksomheder med elproduktion kan desuden agere ved at øge eller reducere elproduktionen, se tabel 1.

Systemansvarets betegnelse	Netto-elpris	Elforbrug	Elproduktion
Opregulering	Høj	Afbrydelige elbelastninger	Øget elproduktion
Nedregulering	Lav	Indkobling af elbelastninger	Reduceret elproduktion

Tabel 1. Industrivirksomhedernes muligheder for opregulering og nedregulering

Den generelle metode består i, at virksomheden ud fra sin eksisterende viden om produktionsforhold mv. opgør sine reaktionsmuligheder med støtte i en principtegning af produktionsforløbet og et skema for hver af de fire indsatsområder i tabel 1. Derefter ”afprøver” virksomheden mulighederne ved at vurdere, hvordan den ville/kunne have reageret i nogle forløb med historiske elpriser, dels ekstreme priser og dels knapt så ekstreme priser.

Metoden er blevet afprøvet på de deltagende virksomheder. De historiske prisforløb er gode at tage udgangspunkt i ved diskussionen af, hvad priselasticitet kan indebære for en virksomhed. Skemaerne derimod har en del virksomheder ikke behov for, idet de straks kan pege på et eller nogle få forbrug/produktion, der er egnede, og hellere vil undersøge forholdene nærmere ved afprøvning (simulering) af især afbrydeligheden.

Notatets appendiks med ekstreme prissituationer udgør et godt grundlag for en sådan drøftelse om virksomhedens muligheder for at agere priselastisk.

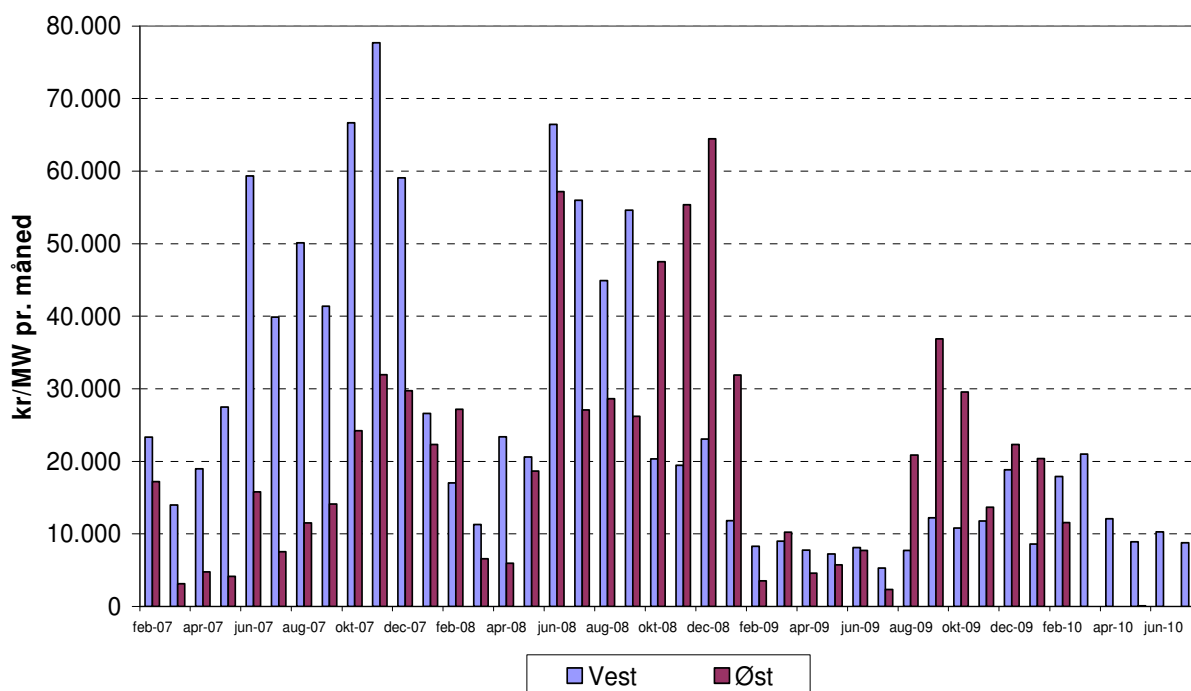
4.2 Analyse af seks virksomheder

I ansøgningen indgik seks virksomheder med et samlet elforbrug på 440 GWh/år og en elproduktion på 152 GWh/år, se tabel 2.

Virksomhed	Elforbrug GWh/år	Elproduktion GWh/år	Nødstrøm	Antal ansatte
Air Liquide	60			10 (prod.anlægget)
Cheminova	80	110	+	780
Dalum Papir	100	30		280
Haldor Topsøe	50		+	530
Novopan	50	12		235
Vald. Birn	100			100 (støberi)
Sum	440	152		1935

Tabel 2. De deltagende virksomheders elforbrug og elproduktion samt antal ansatte

Der er gennemført en analyse af hver af de seks virksomheder, og mulighederne er efterfølgende blevet drøftet med de produktionsansvarlige. Analysen og drøftelserne fandt sted i perioden maj 2006 – sommeren 2007. I denne periode blev timemarkederne for manuelle reserver indført, og rådighedsbetalingen i Vestdanmark havde et for virksomhederne interessant niveau, se figur 1.



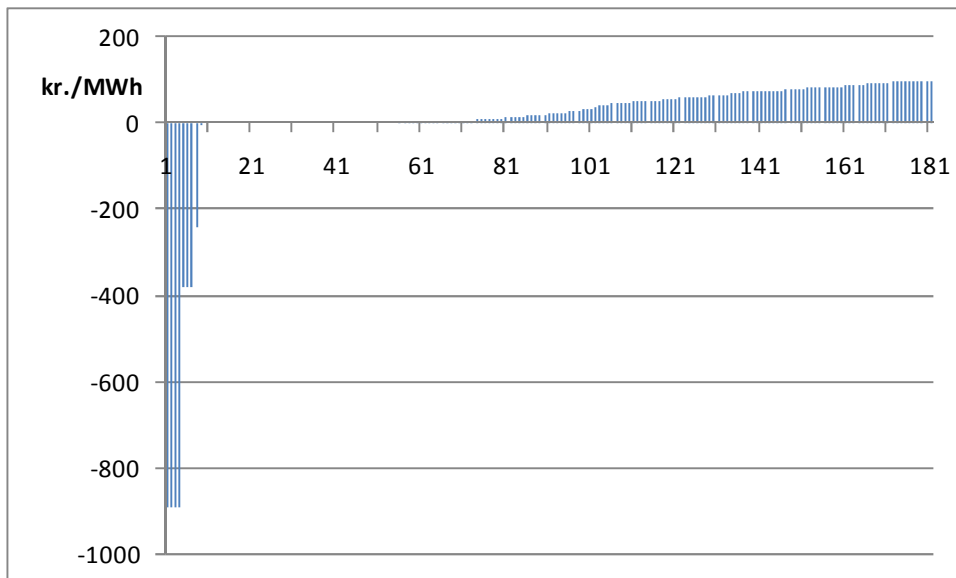
Figur 1. Rådighedsbetaling for manuelle opreguleringsreserver februar 2007 – juli 2010 (betaling for reserver, der blev købt i alle månedens timer)

Drøftelserne har omfattet alle de gevinstmuligheder, der er på elmarkederne, dvs. på:

- spotmarkedet
- Elbas
- regulerkraftmarkedet
- balancemarkedet

- markedet for manuelle reguleringsreserver
- markedet for hurtig/langsom driftsforstyrrelsesreserver (Østdanmark)

Som beskrevet i det følgende fokuserede virksomhederne hurtigt på markedet for manuelle reserver, fordi gevinstmulighederne på de andre markeder blev fundet for små. Det gælder også gevinstmuligheden ved substitution af brændsel med billig el. Bruger virksomheden således naturgas til en pris på 2,50 kr./m³ svarer det ved 90% kedelvirkningsgrad til 25 øre/kWh. Afgifterne på elforbruget kan være næsten nul, hvis der er tale om "tung el" og virksomheden har energiaftale med Energistyrelsen, men PSO-, system-, transmissions- og distributionstarifferne udgør mindst 15 øre/kWh, således at spotprisen skal under 10 øre/kWh, før der kan være en gevinst ved at substituere naturgassen med el. I 2009 var der i Vestdanmark 181 timer med spotpriser under 10 øre/kWh (i Østdanmark kun 70 timer), se figur 2, og gevinstmuligheden i forhold til de 10 øre/kWh var 17 kr. pr. kW. Det er alt for lidt til at finansiere f. eks. en elektrokedel.



Figur 2. Lave spotpriser i Vestdanmark 2009. Priser op til 100 kr./MWh er medtaget og rangordnet

Air Liquide

Produktionen i Hedensted af oxygen og nitrogen foregår typisk i perioder fra en uge til flere ugers længde. Ved fulde lagertanke stoppes produktionen, og typisk startes der igen efter 2 til 3 dages stop. I gennemsnit produceres i ca. 80% af årets timer.

Den totale elbelastning er 9,2 MW, som fordeler sig med 2,3 MW til separationen og 6,9 MW til liquefaction. De afbrydelige belastninger er en 7,5 MW og en 1,75 MW motor, som i produktionstiden er belastet næsten konstant med hhv. 6,9 og 1,4 MW. 7,5 MW motoren kan stoppes på under 15 min., men kan først startes igen efter 1 times stop, idet kredsløbskompressoren skal køle af, og der skal tilkaldes ekstra mandskab til opstarten. Typisk tid for at komme på fuld effekt er 30 til 45 min. 1,75 MW motoren kan stoppe på 45 min. og starte på 90 min. I en række tilfælde ville det være fordelagtigt for virksomheden at kunne fortsætte afbrydelsen i et produktionsstop af et par dages varighed.

Air Liquide har været meget interesseret i mulighederne på markedet for manuelle reserver, idet eludgifterne udgør en stor del af fabrikkens omkostninger og rådighedsbetalingen derfor blev set som væsentlig. Virksomheden forventede at indmelde høje aktiveringspriser på regulerkraftmarkedet, så der kun blev tale om få opreguleringer (afbrydelse af forbrug) årligt. Mulighederne på regulerkraftmarkedet alene (uden rådighedsbetaling fra reservekraftmarkedet) og på spotmarkedet samt Elbas fandtes ikke interessante, da gevinstmulighederne blev anset for at være små i forhold til omkostningerne ved et stop.

Fabrikken i Hedensted skiftede ledelse i projektforsløbet. Den ny leder rettede naturligt primært opmærksomheden mod produktionen, og da den økonomiske gevinst samtidig faldt kraftigt i 2009 (se figur 1) og Energinet.dk desuden fastholdt kravet om genindkobling af afbrudt forbrug inden for 15 minutter, mente Air Liquide ikke at kunne medvirke i en pulje af afbrydeligt forbrug.

Cheminova

Cheminova forventede at kunne finde 1-1,5 MW afbrydelige elbelastninger, der kunne stilles til rådighed i 2 timer. Det drejede sig om afbrydelser/forbrugsreduktioner på det biologiske rensningsanlæg (reduceret beluftning, stop af spulevandspumper og snegle m.m.), isværket, kvælstofproduktionen og spildevandsafbrænding. Mulighederne ansås for bedst i andet halvår, hvor rensningsanlægget ikke er så kraftigt belastet.

For at simulere en opregulering blev der i november 2006 foretaget en enkelt udkobling af 500 kW i rensningsanlægget. Udkoblingen gennemførtes på 15 minutter og varede 1 time. I den aktuelle driftssituation kunne udkoblingen ikke være opretholdt i 3 timer, idet spildevandet ikke kunne tilbageholdes fra rensningsanlægget i så lang tid.

Cheminovas tre gasturbiner à 5,2 MW kører efter spotmarkedspriserne, baseret på en prognose for næste dags priser, som firmaet modtager fra den balanceansvarlige kl. 9.15. Ved spotpriser under ca. 220 kr./MWh vil der typisk være omkring 4 MW uudnyttet gasturbineeffekt, som kunne meldes ind på markedet for manuelle reserver. Gasturbinerne vil fra fuldlast kunne nedregulere med typisk 5 MW, hvis nedreguleringstillægget motiverer til det.

Gevinstmuligheden for Cheminova ved at agere priselastisk med såvel forbrug som produktion blev vurderet til omkring 1 mio. kr. årligt. Til sammenligning er firmaets værditilvækst omkring 3 mio. kr. dagligt. Den forholdsvis beskedne gevinstmulighed kombineret med resultatet af de praktiske afprøvninger medførte en vigende interesse hos Cheminova for at agere priselastisk med forbruget.

Dalum Papir

Dalum Papir omfatter fabrikkerne i Dalum og i Næstved (Maglemølle). Ved spotpriser over 5000 kr./MWh stoppes produktionen i Maglemølle (dette er sidst sket d. 22. februar 2010, hvor spotpriserne i Østdanmark kom over 10.000 kr./MWh), hvorved belastningen reduceres med 2

MW. Disse 2 MW kan formentlig også udnyttes på de øvrige markeder. I Dalum forventede fabrikken ved projektets start at kunne finde manuelle reguleringsreserver på 1-2 MW afbrydelige elbelastninger i form af stoftilberedning, udsjudspulper, pumper, ventilation og andre apparater. En nærmere gennemgang viste imidlertid en række forbehold, som reducerede potentialet.

Der produceres i Dalum ca. 4 MW el på en modtryksturbine, der har kapacitet til at yde 2 MW mere. Der er yderligere en kondensturbine med en 2 MW generator, som producerer, når prisen på spotmarkedet ligger over 700 kr./MWh i flere timer i træk. Det tager 30-60 minutter at starte turbinen.

Op- og nedregulering af såvel produktion som forbrug kan igangsættes fra kraftcentralen, der altid er bemandedt.

Hos Dalum Papir var den energiansvarlige medarbejder ved projektets start meget interesseret, idet han i forvejen fokuserede stærkt på virksomhedens energiomkostninger. I 2008 skiftede medarbejderen til en anden virksomhed. I januar 2009 blev mulighederne for især øget elproduktion drøftet igen med den nye energioorganisation, som vurderede, at øget regulering eller flere start/stop af turbinen ville øge risikoen for havarier med deraf følgende stop for papirproduktionen. Da gevinstmuligheden samtidig var faldet og skønnes til 200.000 kr./år i rådighedsbetaling for 1 MW ekstra generatoreffekt, fandt organisationen det ikke forsvarligt at tilbyde opregulering af egenproduktionsanlægget.

Haldor Topsøe

Haldor Topsøe har en smelteovn og fire reduktionsovne, der kan afbrydes både kortvarigt og i længere tid. Ovnene belaster i alt godt 2 MW og er i drift i ca. 6.000 timer årligt. Smelteovnen kan afbrydes momentant, mens det tager ca. 15 minutter at afbryde de øvrige ovne.

Smelteovnen tømmes med ca. 1,5 times mellemrum og belaster da med 0 kW i omkring 10 minutter. Vurderes de manuelle reguleringsreserver og regulerkraften ud fra kontinuerte målinger af 5 minutters middeleffekt, vil smelteovnen derfor ikke kunne medregnes.

Firmaet har ved projektets afslutning installeret ca. 3 MW nødstrømsanlæg. Anlæggene vil kunne køre parallelt med nettet og vil levere ind på nettet under belastningsprøver. Anlæggene vil således kunne indgå i en reservekraftpulje.

Novopan

Novopan producerer i 8000 timer årligt og kan afbryde omkring 0,9 MW i form af to flishuggere og en sav. Den nødvendige betaling varierer for de enkelte apparater fra 8.000 kr./MWh til 30.000 kr./MWh og afhænger især af, om afbrydelsen kun influerer på apparatet selv – idet den øvrige produktion takket være buffere fortsætter uændret – eller den ret hurtigt medfører stop af hele produktionen. Betalingen er opgjort af Novopan ud fra de direkte omkostninger ved en afbrydelse, tillagt 100% til dækning af gener m.m.

Novopan ville etablere en helt fast procedure for udkobling, da et varsel på 15 min. ikke giver megen tid til at tænke, herunder til at overveje alternativer for apparater, der måske allerede er udkoblede på det givne tidspunkt.

Det træfyrede kraftvarmeværk har en minimumsproduktion på 1 MW og producerer for det meste 1,5 – 2,3 MW med en del stop. Anlægget kan opreguleres og nedreguleres. Ved et stop kan produktionen af støjmæssige hensyn først startes igen i dagtimerne.

Novopan vurderede i foråret 2010, at rådighedsbetalingen var blevet for lav (niveau 100.000 – 200.000 kr./MW,år) til, at virksomheden ville deltage på reservemarkedet.

Vald. Birn

Firmaet har tidligere købt el på spotmarkedet og har erfaringer med at reducere elforbruget under de højeste spotpriser. I 2006 overgik Vald. Birn til fastpriskontrakter og har indført en mere jævn produktion over døgnet for bl. a. at begrænse antallet af koldstarter og reducere ovnenes tomgangstab. Den jævne produktion har også gjort det muligt at tage én af fire varmholdningsovne ud af drift og derved spare 2 GWh/år.

Vald. Birn forventer at kunne afbryde 2 MW med 15 min. varsel (plus 1 MW på støberierne Tasso og Uldal). Det kan gøres i produktionstiden, der er mandag til fredag. Det er muligt, at der kan afbrydes væsentligt større effekter, hvis afbrydelsen begrænses til 1 time.

Kommunikation fra den balanceansvarlige til ovnoperatøren, der skal afbryde og indkoble belastningerne, skal være sikker. En sms-besked anser Vald. Birn ikke for sikker, da telefonen eksempelvis kan være til opladning. Firmaet ønsker i øvrigt at kunne følge den samlede belastning, så de kan overvåge, at den beordrede belastningsreduktion realiseres.

Projektets to kontaktpersoner hos Vald. Birn forlod firmaet i 2008 (pensionering, hhv. nyt job). Under indtryk at virksomhedens tekniske begrænsninger – især begrænsningen i afbrydelsestid – og den lave rådighedsbetaling gik virksomheden ikke ind i yderligere analyser.

4.3 Styringsmuligheder

Den praktiske overførsel af kommandoer fra Energinet.dks kontrolrum til virksomhederne har ikke været undersøgt i projektet. Kommandoerne skal gå via de balanceansvarlige, og det har været drøftet med de seks virksomheder, hvorledes de helst ville modtage kommandoerne. Virksomhederne har egne kontrolrum og ønsker som udgangspunkt kommandoerne overført til overvågningsskærmen, men en sms-besked eller en telefonopringning kan også komme på tale som et supplement.

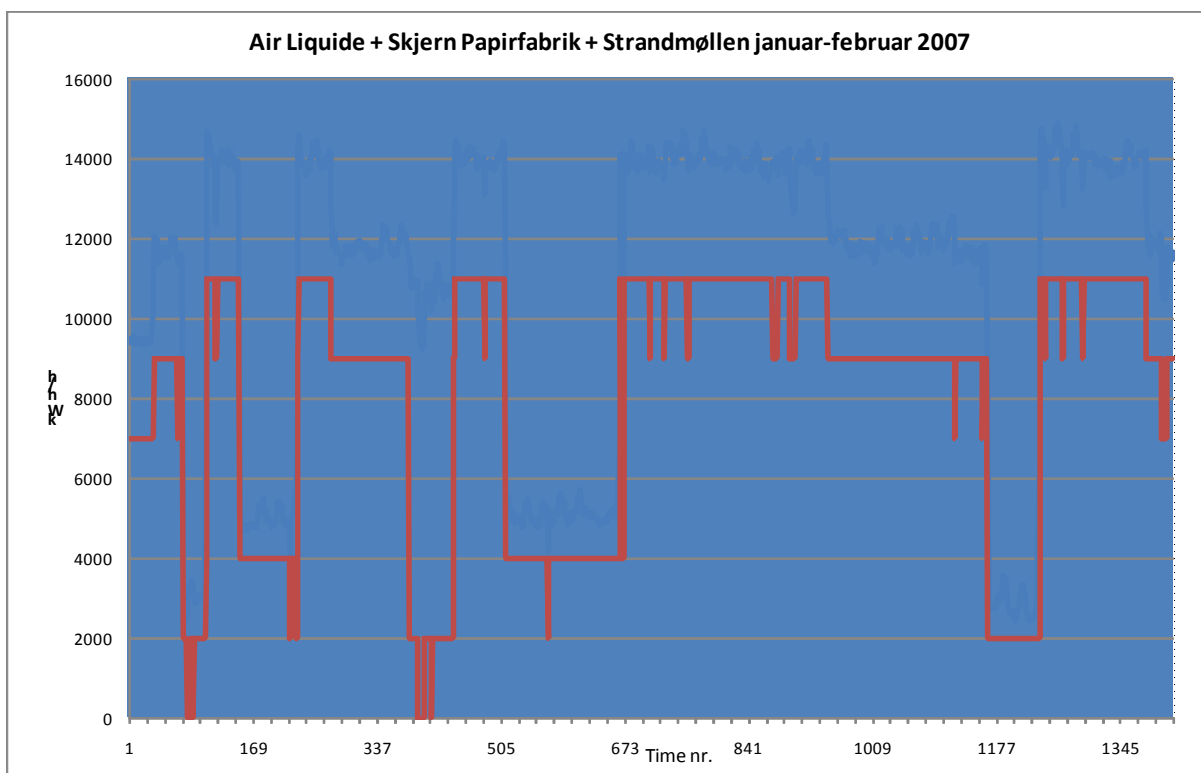
4.4 Praktiske erfaringer med virksomhedernes deltagelse i markederne

4.4.1 Pulje af afbrydelige forbrug

De indledende analyser af virksomhederne viste, at virksomhedernes interesse for at agere priselastisk var rettet mod markederne for reserver med deres i 2007 forventede høje

rådighedsbetaling og med ganske få årlige opreguleringer (forudsat der bydes ind på regulerkraftmarkedet med en høj aktiveringsbetaling).

Analyserne viste også, at der var betydelig usikkerhed i virksomhederne over for størrelsen af de effekter, der ville kunne opfylde de tekniske krav, især kravene til udkobling og genindkobling på 15 minutter, og dermed kunne stilles til rådighed som manuelle reserver, lige som der var usikkerhed vedrørende følgerne for produktionen i form af forstyrrelser og tab. Projektet ønskede derfor i 2007 at igangsætte forsøg med en pulje af afbrydeligt elforbrug, bygget op om Air Liquide som den virksomhed med det største potentiale og med stor interesse for gevinstmulighederne. Air Liquides balanceansvarlige var Energi Danmark, som skabte interesse for mulighederne hos Skjern Papir (årligt elforbrug 18 GWh) og Strandmøllen (10 GWh/år på fabrikken på Fyn). Begge virksomheder belaster under drift ca. 2300 kW og ville kunne afbryde ca. 2000 kW. Figur 3 viser de tre virksomheders samlede elbelastning og summen af deres afbrydelige effekter i januar og februar 2007. Den afbrydelige effekt (rød kurve) ligger over 10 MW (nedre grænse for en pulje af afbrydeligt elforbrug) i blot 547 timer eller 39% af periodens timer. En pulje af den aktuelle størrelse ville således være meget lidt robust, og det var ønskeligt, om den kunne udbygges til den dobbelte størrelse.



Figur 3. De tre virksomheders samlede elbelastning (blå kurve) samt mulige afbrydelige elforbrug januar-februar 2007

Arbejdet med puljen gik i stå i sommeren 2007 som følge af, at Energinet.dk ikke kunne afse ressourcer til at vejlede om de nødvendige målinger. Et andet problem var, at den balanceansvarlige ikke havde det nødvendige edb-program til administration af en forbrugspulje, hvorfor der blev lagt op til, at forbrugspuljen i første omgang kun skulle løbe i en prøveperiode

på måske 1 måned, hvor reserverne blev stillet til rådighed kl. 8-16 og hvor den balanceansvarlige ringede til virksomhederne ved aktivering. Da Energinet.dk atter kunne bistå vedrørende målinger, var rådighedsbetalingen faldet og interessen hos virksomhederne aftaget så meget, at det ikke lykkedes at genoplive puljen.

4.4.2 De balanceansvarliges muligheder

For at vurdere de balanceansvarliges muligheder for at håndtere en forbrugspulje aflagdes i december 2008 besøg hos Nordjysk Elhandel, Markedskraft og Energi Danmark. Ingen af de tre havde på det tidspunkt administrative rutiner til håndtering af en forbrugspulje, men de to anså det ikke som noget større problem – edb-programmerne for håndtering af produktion burde kunne modificeres til også at behandle forbrug – mens Energi Danmark forventede, at det blev nødvendigt at gennemføre et ret omfattende edb-udviklingsprojekt til måske 2 mio. kr.

De balanceansvarlige kunne kun pege på ret få andre virksomheder, der kunne indgå i forbrugspuljer. De pegede på, at Energinet.dks krav om genindkobling af forbrug inden for 15 minutter efter en opregulering ville kunne løses ved at inddrage en elkedel i forbrugspuljen (forudsat kedlen ikke var indmeldt som nedreguleringsreserve).

4.4.3 Aalborg Portland

Aalborg Portland har mulighed for alene at udbyde over 10 MW elforbrug i form af møllet, der kører det meste af døgnet og under normal produktion belaster op til 20 MW.

Virksomheden blev derfor kontaktet i maj 2009 – efter tidligere kontakter tilbage i 2005 og 2006. Aalborg Portland viste interesse for reservemuligheden og ønskede i givet fald at agere alene, frem for at indgå i en pulje med andre virksomheder. Ved produktionsforholdene i 2009 belaster møllet med 10 MW i en væsentlig del af årets timer, og det kunne således i de timer indmeldes som manuel reserve. Der er fulgt op over for Aalborg Portland på denne mulighed, men fabriksledelsen har været stærkt optaget af mere presserende opgaver med tilpasning af kapaciteten til efterspørgslen og har ikke kunnet prioritere det afbrydelige forbrug.

4.5 Nye aftalesystemer og kontraktformer

Der har ikke været arbejdet med dette. Virksomhedernes meget begrænsede interesse for at agere på spotmarkedet med betingede bud viser imidlertid, at der er behov for et nyt produkt hos elhandlerne. Ved betingede bud på spotmarkedet bør virksomhederne ikke blot opnå den direkte besparelse i kraft af lavere forbrug ved høje elpriser, men de bør belønnes af elhandlerne, fordi spotprisen statistisk set reduceres for alle elhandlere og de dermed sparer betydelige beløb.

På reservemarkedet er der behov for, at de balanceansvarlige opstiller puljer med en række forbrug, der kan supplere hinanden og tilsammen kan opfylde Energinet.dks krav om aktivering i lang tid (i princippet hele den tid, hvor reserverne er solgt) og kravene om afbrydelse og genindkobling af forbruget inden for 15 minutter.

4.6 Formidling af resultater

Formidlingen var planlagt at omfatte virksomhedernes praktiske erfaringer med at agere på elmarkederne. Da der ikke er opnået sådanne erfaringer, har der kun været afholdt nogle mindre indlæg om elmarkederne og især om reservekraftmarkedet ved møder i DFIE (Dansk Forening for Industrielt Elforbrug) og i ERFA-gruppen af aftalevirksomheder.

5. Barrierer for industriens deltagelse på elmarkederne

Dette afsnit beskriver de vigtigste barrierer, som er kommet frem i projektet. Barriererne beskrives for reservemarkedet, regulerkraftmarkedet og spotmarkedet.

5.1 Reservemarkedet

Den helt overordnede barriere er, at fokus i en produktionsvirksomhed er på produktionen og produkterne. Personalet bruger kræfterne på disse områder og har sjældent overskud til at beskæftige sig ret meget med en omkostning som eludgiften – heller ikke selv om omkostningen kunne reduceres ved at agere på reservemarkedet. (Dette er helt parallelt til virksomhedernes ageren på området energibesparelser).

Selv om en sekundær omkostning som eludgiften ikke er i fokus, ville en høj og sikret rådighedsbetaling øge sandsynligheden for, at virksomhederne vil agere. Rådighedsbetalingen skal være mindst 300.000 – 500.000 kr./MW,år. Er betalingen under 200.000 kr./MW,år synes interessen at være forsvindende. Virksomhederne foretrækker at forholde sig til et tilbud fra Energinet.dk eller den balanceansvarlige frem for at skulle byde ind på de daglige auktioner. Et tilbud giver sikkerhed for indtægten og reducerer de administrative omkostninger. Kunne virksomhedens balanceansvarlige tilbyde et enkelt, overskueligt produkt, der også omfattede etablering af målere og administrationen m.m., ville virksomhedernes krav til fortjenesten falde.

Muligheden for stigende rådighedsbetaling om nogle år (hvor vindkraftandelen er øget i elsystemet) øger ikke virksomhedernes interesse her og nu. Når det gælder andre opgaver end virksomhedens primære, afventer man udviklingen.

En vigtig barriere er også risikoen eller frygten for havari eller produktionsproblemer som følge af afbrydelser af produktionsmaskineri.

Interessen for at agere priselastisk afhænger ofte af en enkelt person i industrivirksomheden. Ved jobskifte vil den nye person koncentrere sig om de primære opgaver, nemlig produktionen. (I projektets løbetid 2006-10 skiftedes kontaktpersoner i fem af de seks virksomheder. De to blev pensioneret, mens tre skiftede firma).

Virksomhederne vil helst ikke være afhængige af eller moralsk forpligtede over for andre virksomheder. Helst ville de kunne melde ind på markedet helt alene. Minimum for buddene skal derfor være lavere end 10 MW, gerne 0,5 – 1 MW.

Opretholdes minimumsbudet på 10 MW, vil det lette arbejdet med at etablere puljer, hvis deltagerne kunne have forskellige balanceansvarlige, kunne deltage med både forbrug og produktion og der både kunne deltage firmaer i øst og vest.

Kravet om genindkobling på 15 minutter giver problemer nogle steder og betyder, at maskineriet ikke kan tages ud til vedligehold og lign. under afbrydelsen. (Barrieren kunne måske reduceres ved, at den balanceansvarlige havde aftale om alternative forbrugsindkoblinger, f. eks. af elkedler).

En virksomhed kunne måske afbryde mange mindre forbrug. Kan de pågældende forbrug kun måles med hver deres måler, udgør omkostningerne til målerne en barriere. Med en målerpris på 20.000 kr. og krav om højst 2 års tilbagebetalingstid, skal det afbrydelige forbrug være på mindst 50 kW (forudsat rådighedsbetaling 200.000 kr./MW,år og forudsat forbruget er til rådighed hele året).

5.2 Regulerkraftmarkedet

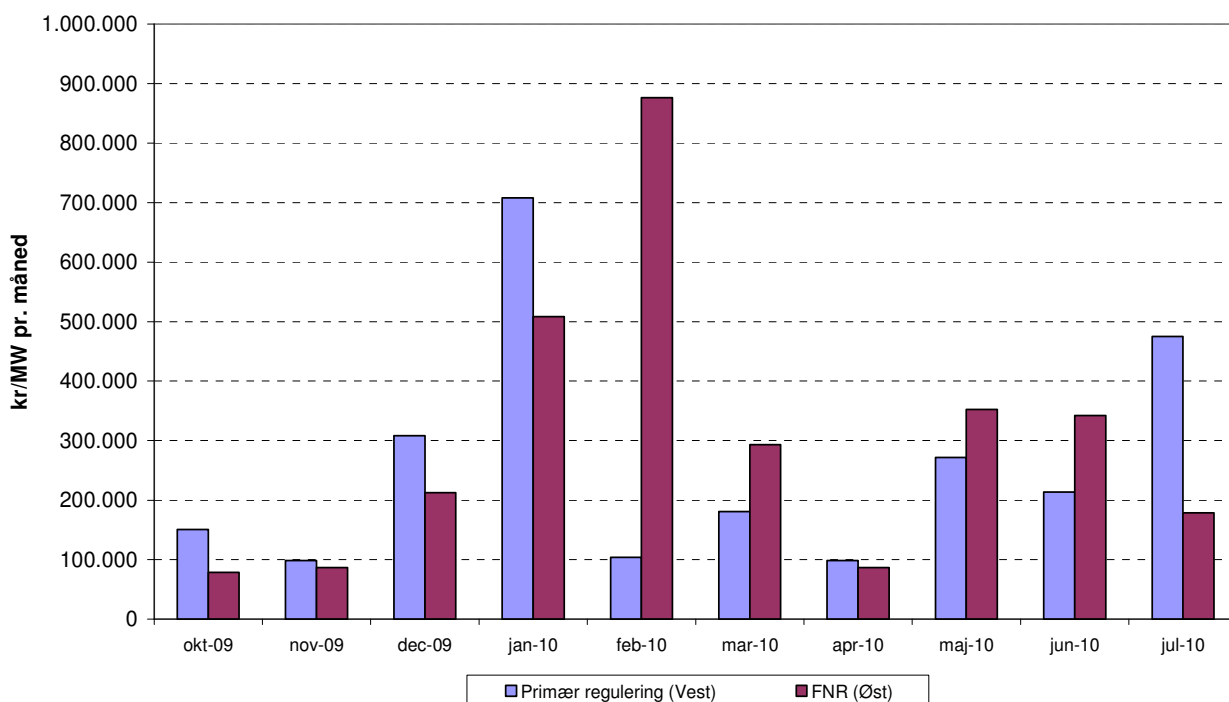
Industrivirksomhederne er ikke interesserede i at agere på regulerkraftmarkedet, med mindre det er i forbindelse med ageren på reservemarkedet. Rådighedsbetalingen på reservemarkedet kan – set over et år – have et volumen af en interessant størrelse, mens aktiveringsbetalingen på regulerkraftmarkedet historisk set har været en til to størrelsesordener mindre.

5.3 Spotmarkedet

De ansvarlige for virksomhedernes energiindkøb vil gerne kunne sove roligt, hvorfor de dækker indkøbene ind ved finansiel afdækning (plus at PSO-betalingen også medvirker til afdækning). Dermed får virksomhederne ikke nogen belønning for at agere priselastisk på spotmarkedet. Barrieren er elhandlerne og de finansielle aktører, der ikke tilbyder kunderne en lavere pris, hvis de lægger betingede bud ind på spotmarkedet.

6. Frekvensstyrede reserver

Energinet.dk indførte d. 16. september 2009 daglige auktioner over de frekvensstyrede reserver. Betalingen har været meget høj, især for opregulering (afbrydelige forbrug), se figur 4. Mindste budstørrelse var fra starten 1 MW og blev i foråret 2010 sat ned til 0,3 MW. De indtil videre høje betalinger og den lave effektgrænse gør, at virksomhederne kunne finde markedet interessant. Projektet har derfor scannet mulighederne hos en række virksomheder og har haft konkrete drøftelser med to virksomheder. Interessen er imidlertid begrænset, mest fordi der ikke er nogen garanti for de fremtidige priser og eksemplet fra reservekraftmarkedet viser, at niveauet kan falde meget.



Figur 4. Rådighedsbetaling for frekvensreguleringsreserver, opregulering

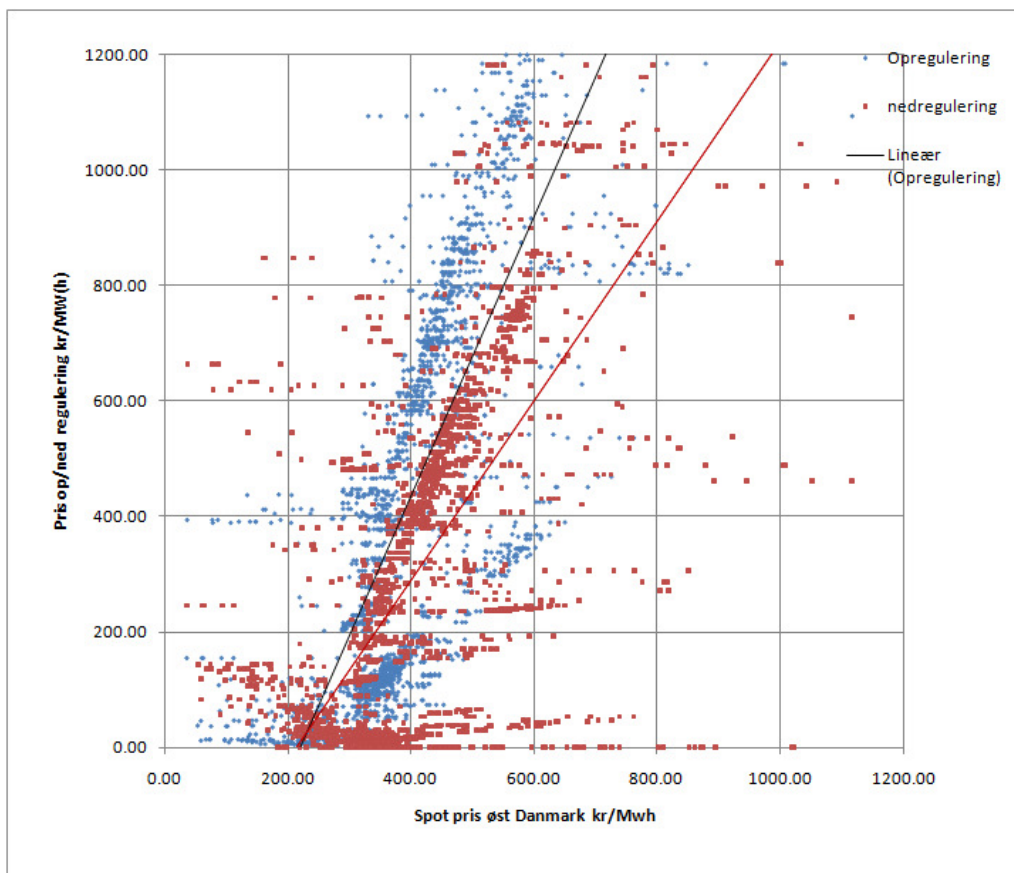
Projektet har også set på mulighederne på produktionssiden hos industrien og forbrændingsanlæg (ref. 3). Analysen, der er gengivet som bilag 1, viser, at mange af disse anlæg vil kunne opfylde de tekniske krav til regulerings hastigheden. Anlæggenes ligevægtspris for op- og nedregulering er beregnet i bilag 1 og er sammenfattet i tabel 3 (i beregningerne indgår Energinet.dks statistik for frekvensafvigelser i Østdanmark, hvorfor den absolutte størrelse af priserne i tabel 3 gælder Østdanmark).

Anlægstype	Forudsætninger	Regulering	Elspotpris, kr./MWh		
			200	350	500
Affaldsforbrændingsanlæg	Uændret indfyring af affald Varmepris 250 kr./MWh Afgift varmepr. 162,36 kr./MWh Afgift elprod. 18 kr./MWh	Op	81	209	338
		Ned	14	35	57
Naturgasfyrede anlæg	Naturgaspris 200 kr./MWh Varmepris 250 kr./MWh Virkningsgrad 85%	Op	-43	86	214
		Ned	-7	14	36

Tabel 3. Ligevægts-timepris i kr./MW for frekvensstyrede reserver i Østdanmark

Det ses, at ligevægtsprisen er negativ for naturgasfyrede anlæg ved en elspotpris på 200 kr./MWh, idet den lavere elproduktion medfører en større produktion af varme, som er forudsat afregnet til 250 kr./MWh, dvs. til en højere pris end elprisen. I de øvrige beregnede tilfælde er ligevægtsprisen over 0 kr./MW og mindst ved nedregulering, hvor der ikke forudsættes en permanent reduktion i elydelsen (m. h. p. at anlægget skal kunne opregulere). Ligevægtsprisen

ligger i alle de i tabel 3 anførte tilfælde under gennemsnits-timebetalingen i maj 2010 på 470 kr./MW ved opregulering og 565 kr./MW ved nedregulering. Den ligger også under de betalinger, der i gennemsnit er opnået i 2010 frem til 3. maj, se tendenslinierne i figur 5.



Figur 5. Betaling for frekvensstyrede normaldriftsreserver i Østdanmark januar – 3. maj 2010, opgjort som funktion af spotprisen. De to rette linier viser den gennemsnitlige betaling (opregulering angivet med blå, nedregulering med rødt)

Melder et anlæg ind med frekvensstyrede reserver, vil det kunne betale sig at melde ind med både opregulering og nedregulering, forudsat den forventede betaling er højere end de aktuelle ligevægtspriser.

I bilag 1 er der også en beregning af den potentielle indtjeningsmulighed for et affaldsforbrændingsanlæg ved deltagelse i markedet for frekvensstyrede normaldriftsreserver. I perioden 1. januar til 4. maj 2010 har indtjeningsmuligheden under de i bilag 1 opstillede forudsætninger været 1,04 mio. kr. ved opregulering og 1,06 mio. kr. ved nedregulering, gældende for 1 MW op- og nedreguleringseffekt.

7. Referencer

1. Priselastisk elforbrug hos større elforbrugere. Norenergi og Dansk Energi Analyse. August 2005

2. Generel metode for afdækning af mulighederne for priselastisk elforbrug og elproduktion i industrivirksomheder. Dansk Energi Analyse. Januar 2007
3. Primær reguleringsydelser fra industrielle – og affalds-kraftvarmeværker. Weel & Sandvig. 28. juni 2010

Bilag 1. Industrielle kraftvarmeanlæg og affaldsværker som frekvensstyrede reserver

I industrien var der i 2009 i alt 18 kraftvarmeværker med en elydelse på 151 MW (se Tabel 1). Inden for affaldsforbrændingssektoren er der tilsvarende installeret cirka 200 MW (se Tabel 2).

Anlæg	Effekt	Anlægs-type	Brændsel	Driftsform timer/år	Udlagt til Ø-drift
Skagen FF	6	GT	Gas	5000	
Cheminova	15	GT	Gas	7000	
AAK, Århus	5	DT	Olie	8000	
Akzo Nobel Salt	29	GT+DT	Gas	8000	
Danisco Grindsted	1.5	DT	Kul	8000	
Fuglsangs maltefabrikker (Thisted, Haderslev)	2 x 4	MT	Gas	5000	
Danfoss	2.5	MT	Gas	5000	
Bdr. Hartmann	12	GT	Gas	8000	
Shell Raffinaderiet	24	GT	Gas	8000	Ja
Dalum Papir	7	DT	Bio	8000	
Sukkerfabrikker Nykøbing og Nakskov	2 x 6	DT	Kul/Olie	2000	Nakskov: Ja
Novopan	3	DT	Bio	8000	
Novo Bagsværd	5	GT	Gas	5000	
Carlsberg i Fredericia	6	GT	Gas	8000	
DMG	10	MT	Gas	5000	
CP Kelco	5.5	DT	Gas	8000	Ja
I alt	151				

Tabel 1. Kraftvarmeværker i industrien. (GT: Gasturbine; DT: Damp turbine; MT: motoranlæg)

Anlæg	Effekt	Anlægs-type	Brændsel	Driftsform timer/år	Udlagt til Ø-drift
Amagerforbrænding	30	DT	Affald	8000	
Vestforbrænding	34	DT	Affald	8000	
Kara	10	DT	Affald	8000	
Fasan	8	DT	Affald	8000	
Nykøbing	6	DT	Affald	8000	
Slagelse	5	DT	Affald	8000	
Odense kraftvarme	16	DT	Affald	8000	
TAS	6	DT	Affald	8000	
Renosyd	3	DT	Affald	8000	
Århus Nord	16	DT	Affald	8000	
Reno-Nord	10	DT	Affald	8000	
L90	12	DT	Affald	8000	
Thisted	3	DT	Affald	8000	
Sønderborg	16	DT	Affald	8000	
Nordforbrænding	6	DT	Affald	8000	
I alt	181				

Tabel 2. Kraftvarmeværker på affaldsforbrændingsanlæg

1. Opbygning af anlæg

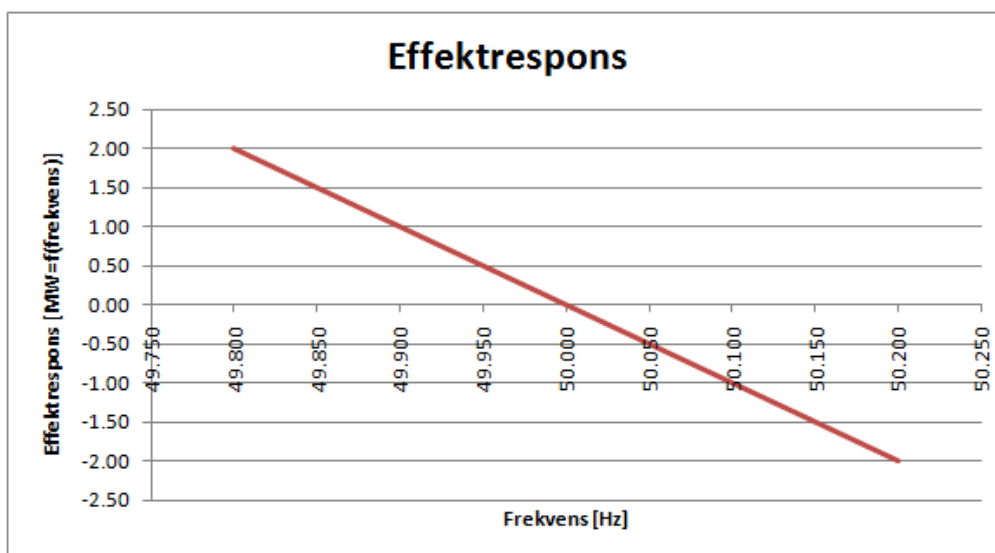
Generelt er langt de fleste industrielle kraftvarmeanlæg og affaldsforbrændingsanlæg udlagt for at køre grundlast (primært affaldsforbrænding) eller modtryksdrift (primært industrielle anlæg). Ved dimensionering og udlægning af kontrolsystemet har der derfor ikke været tanker om hurtig effektregulering. En undtagelse kan dog være de anlæg, som er udlagt for at kunne køre Ø-drift.

1.1 Frekvensstyring

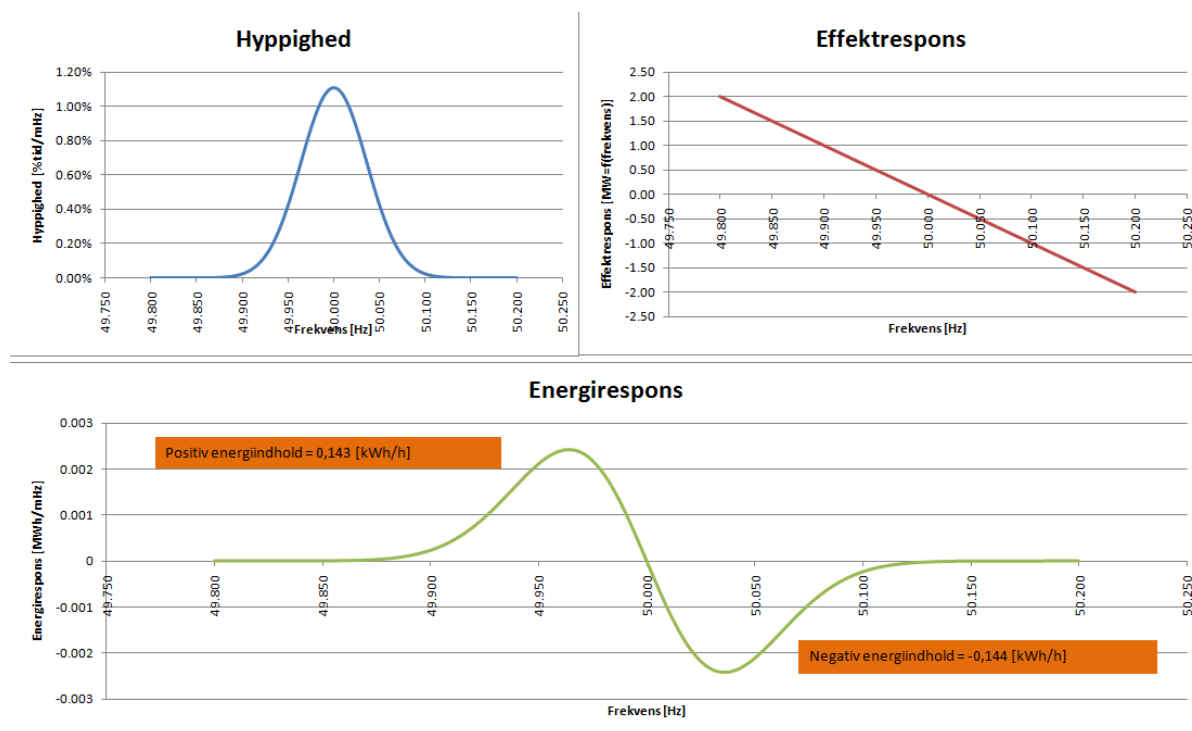
Frekvensregulering eller proportional regulering (governor speed drop control) betyder at anlægget umiddelbart reagerer med en ændring af kraftmaskinens "speeder" med en proportional faktor gange med afvigelsen i frekvensen i forhold til 50 Hz, således som vist ideelt i figur 1. Hvis enheden har en effekt på 10 MW og den ved en frekvensafvigelse på 0,1 Hz skal give 1 MW, vil man udtrykke karakteristikken som:

$$R = (df/f)/(dp/p) = (0.1/50)/(1/10) = 0,02 \text{ (som kaldes 2 \% drop).}$$

For at få en godkendelse af frekvensreguleringsydelsen skal elproducenten kunne eftervise at han opfylder responsen indenfor tidsrammen, samt at anlæggets ydelse kan holdes i minimum 15 minutter, hvis frekvensen vedbliver med at afvige fra den nominelle frekvens. Frekvensen vil typisk være normalfordelt omkring de 50 Hz, som vist i figur 2 (hyppighed). Oftest skal man derfor kun regulere med en langt mindre ydelse end man har kontraheret. Det akkumulerede energiindhold ved op og nedregulering er ligeledes vist i figur 2 (energirespons). Som det kan ses, udgør ned- og opreguleringen i gennemsnit ca. 15 % af den kontraherede effekt. Hvis man både tilbyder ned- og opregulering vil den totale leverede energiproduktion typisk være uændret.



Figur 1. Ideal effekt respons ved afvigelse i netfrekvens for et anlæg, som leverer frekvensstyrede reserver



Figur 2. Hyppighed af frekvensafvigelser samt akkumuleret energirespons [kilde: Energinet.dk]

Område	Reserve	Leveres ved frekvens på	Leveres inden for	Reserven skal kunne opretholdes i	Aktiverings-hyppighed	Typisk indkøb
Vestdanmark	Primær reserve	49,98–49,80 Hz 50,02–50,20 Hz	15 sek. (50%) 30 sek. (100%)	Højest 15 min.	Få gange pr. døgn og kun lille effekt. Fuld reserve leveres ca. en gang årligt	± 26 MW
Østdanmark	Frekvensstyret normaldriftsreserve	50,0–49,9 Hz 50,0–50,1 Hz	150 sek.	Løbende skal leveres en reserveeffekt svarende til frekvensafvigelsen	Enten opregulering eller nedregulering er aktiv med i snit ca. 15% af solgte reserveeffekt	± 16 - 23 MW
	Frekvensstyret driftsforstyrrelses-reserve	49,9 – 49,5 Hz	5 sek. (50%) 30 sek. (100%)	Ved frekvenser under 49,9 Hz leveres en reserve svarende til frekvensafvigelsen	Få gange pr. døgn og normalt kun meget lille del af reserveeffekten	+ 10 - 100 MW

Tabel 3. Krav til frekvensreguleringsydelser i Vestdanmark og Østdanmark

1.2 Reguleringshastighed på anlægstyper

Typisk er der indlagt nogle rampefunktioner i reguleringen, som sikrer at der ikke kan laves for store lastændringer inden for kortere tidsrum, da det vil kunne gå væsentligt ud over anlæggets levetid. Samtidig er ramperne også valgt således at kritiske parametre (tryk, temperatur, level, gradient, etc.) ikke overskrides med risiko for at anlægget falder ud. Det sidste forhold kan dog i nogen grad skyldes at reguleringen ikke nødvendigvis er optimal (det er mere undtagelse end reglen at reguleringen er optimeret).

Gasturbineanlæg: 1-spolet og flerspolet

Gasturbineanlæg er normalt udlagt til at køre enten effektregulering (kW-mode) eller temperaturregulering (T_max-mode). Reguleringshastigheden vil i området 60 – 100 % last

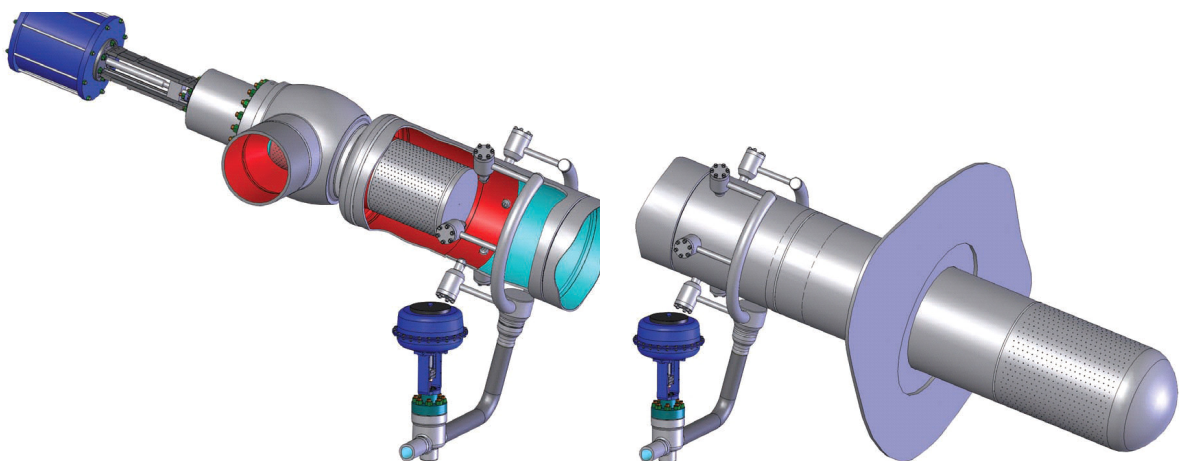
typisk være 1 % point last pr. sekund uden at gasturbinen vil tage skade som følge af for høje temperaturgradienter i kritiske dele af gasturbinen. Den nævnte lastgradient forudsætter at der ikke nedstrøms er andet udstyr som har mere restriktive begrænsninger.

Dampturbineanlæg

For et dampturbinebaseret anlæg er lastgradienten typisk begrænset til 3 % point per minut når man anvender brænderregulering. For et kunne tilbyde 1 MW frekvensregulering ved hjælp af regulering af indfyringen, skal anlægget således være på mindst 20-30 MW el. Den primære begrænsning for lastgradienten ved brænderregulering er risikoen for for høje mekaniske spændinger i kedlen som følge af for høje temperaturgradienter. For dampturbinen kan der være begrænsninger i form af termiske spændinger i turbinehuset, samt uensartet udvidelse af rotor og statordele, som kan føre til strejfninger. Disse begrænsninger optræder især ved opstart af en kold turbine, som ikke er oppe på arbejdstemperaturen. Typisk anbefales fra leverandøren her en korteste opstarttid efter synkronisering på 65 minutter.

Effektregulering ved anvendelse af bypass på dampturbine

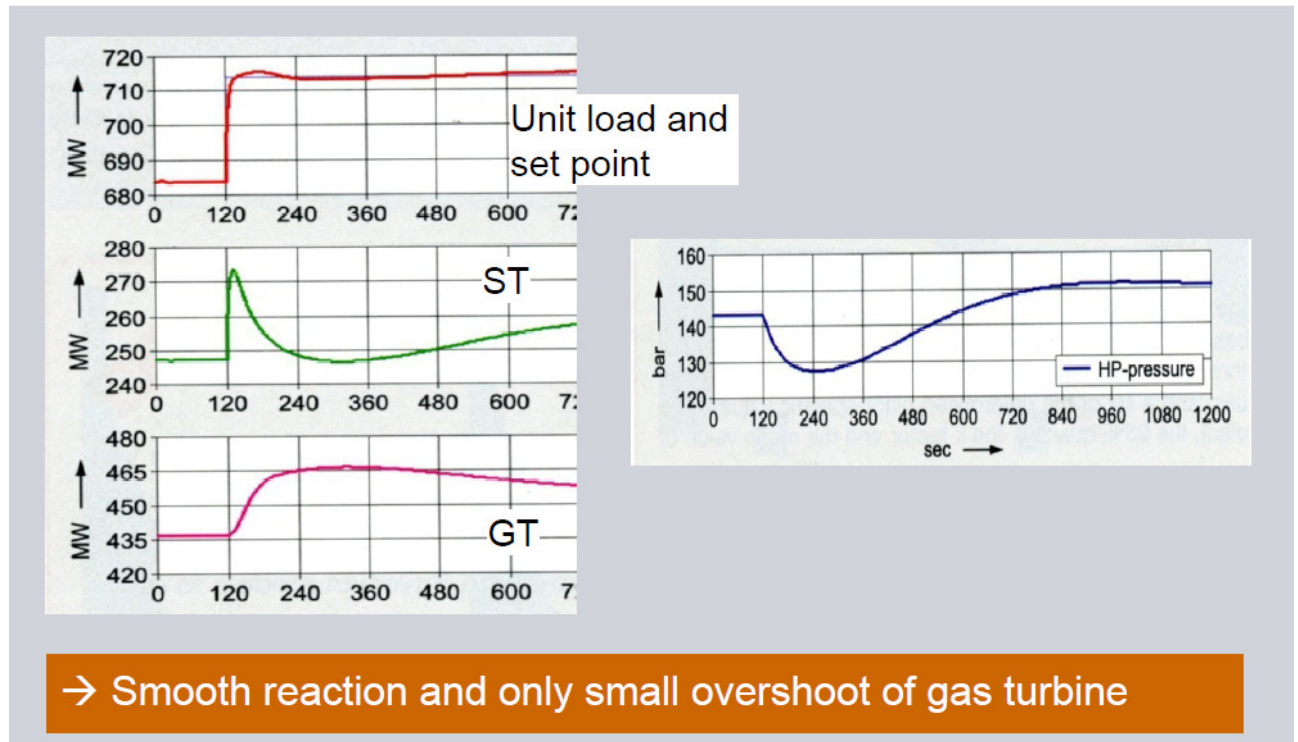
Bypass systemet på en dampturbine er normalt udført således, at det sikrer driften under opstart af anlægget samt ved situationer, hvor dampturbinen ikke kan sluge al den producerede damp. Åbning af bypass ventilen inden for 30 sekunder til et koldt rør/vekslersystem kan forårsage store termospændinger i bypass systemets rør og vekslere. Store spændinger vil betyde reduceret levetid af dette system. Hvis rør og vekslere i bypass systemet holdes på en temperatur, som svarer til dampens temperatur (fx ved at der altid er et vist bypass af damp), vil dette problem blive væsentligt mindre. Effektregulering ved anvendelse af bypass systemet vil i mange tilfælde kræve modificeringer af kontrolsystemet.



Figur 3. Bypass-ventil med indbygget vandindsprøjtning

Kombianlæg (Combined cycles)

Et kombianlæg er en gasturbine kombineret med en dampkedel og dampturbine. Den maksimale gradient vil være begrænset af både restriktion på gasturbine og dampkredsproces.



Figur 4. Frekvensregulering på et kombianlæg (combined cycle) ved hurtig åbning af turbine governor med deraf følgende øgning af gasturbinelast. Bemærk at her er der ikke tale om bypass drift. Kilde: Siemens.

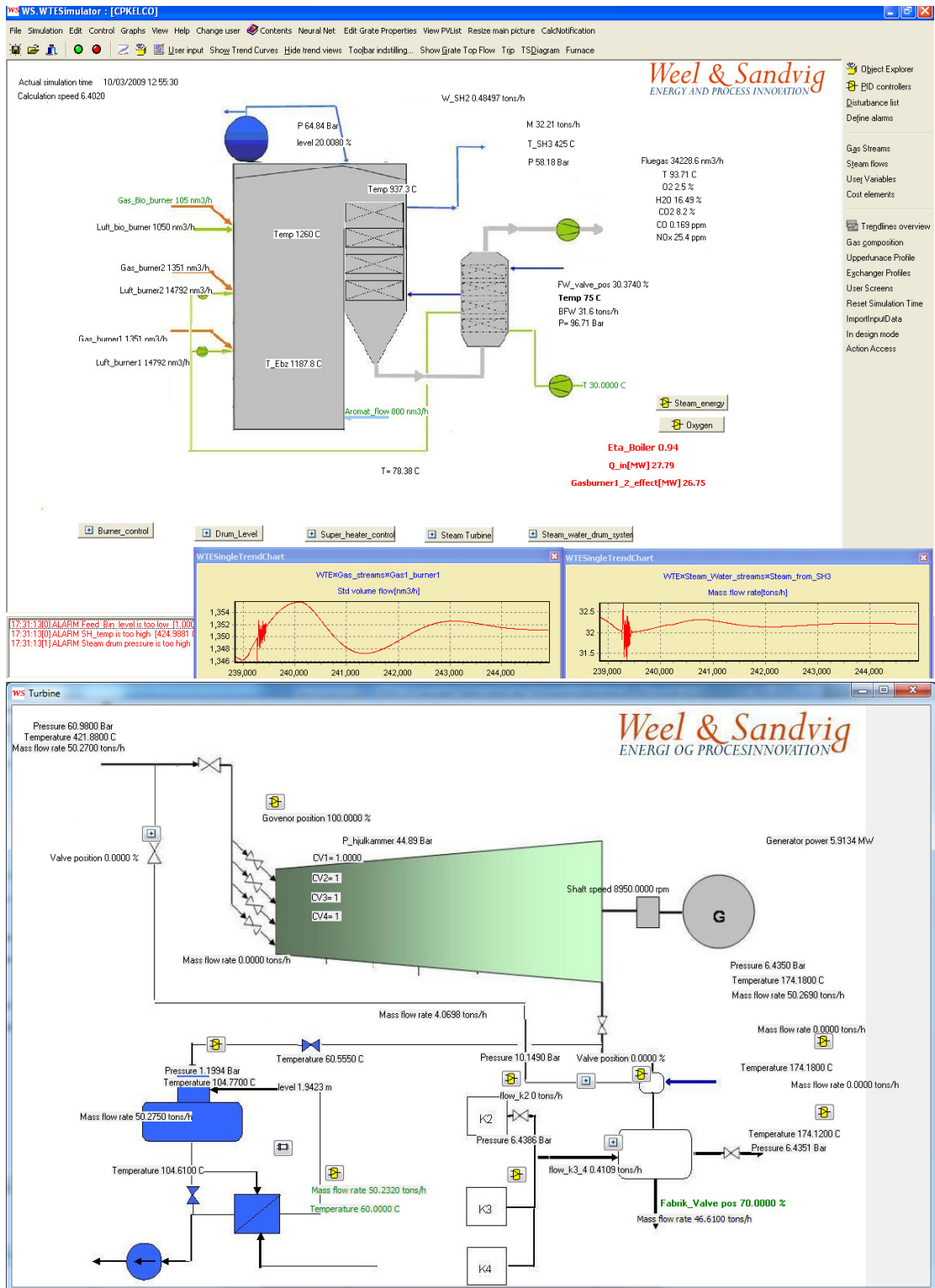
Motoranlæg

Motoranlæg vil teknisk set formodentlig ikke have problemer med lastgradienter i relation til frekvensregulering. Der kan dog være problemer med at overholde krav til emissioner under delast og meget varierende belastning.

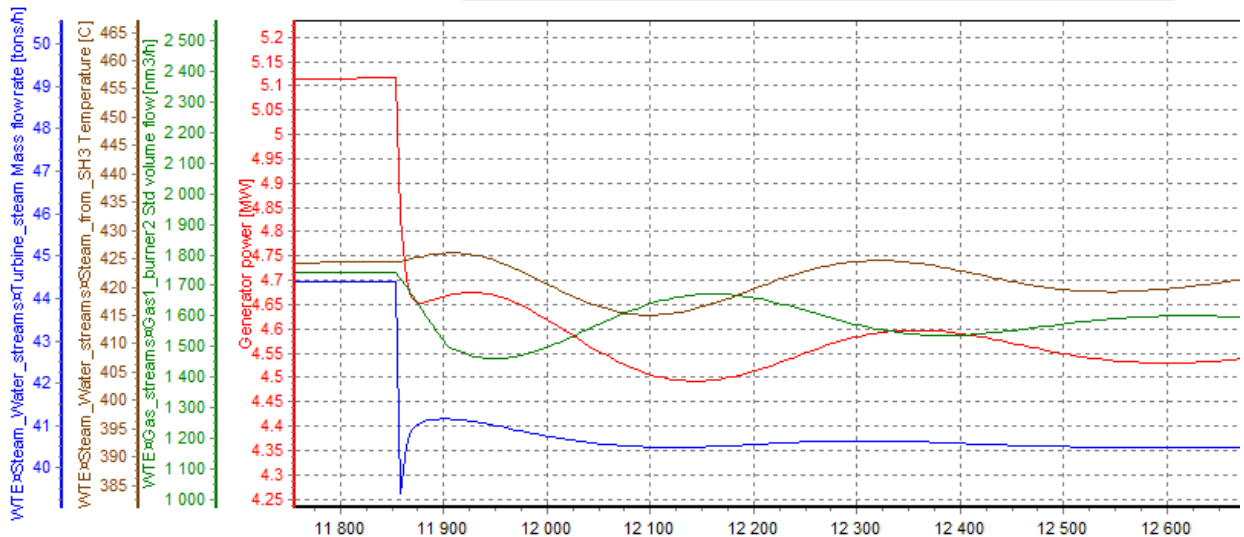
2. Frekvensstyrede reserver – case studies

2.1 Gasfyrte industrielt dampturbine kraftvarmeværk hos CP Kelco

Der er udført simuleringer af et industrielt dampturbinebaseret kraftvarmeværk svarende til det, der er hos CP-Kelco. Hovedbilleder fra simulatoren er vist i figur 5, og den simulerede response er vist i figur 6.



Figur 5. Hovedbilleder af dynamisk simulator af dampkedel og dampturbinesystem hos CP-Kelco



Figur 6. Simuleret response ved en hurtig nedregulering (generatoreffekt fra 5,1 MW til 4,65 MW inden for 20 sekunder) af et gasfyret dampturbineanlæg med en nominel generatoreffekt på 5,6 MW. (CP Kelco)

2.2 Amagerforbrænding

Amagerforbrænding er opbygget med fire ovne, som er tilsluttet en fælles dampskinne. På dampskinnen er der to turbiner. Den ene med en nominel effekt på 21 MW (Siemens-turbinen) og den anden på 9 MW (BHS-turbinen). Ved normal fuld damproduktion fra de fire ovne produceres der ca. 200 ton damp/h. Den overordnede styring af affaldsovnene er en flowstyring af damp. Da slugeevnen for de to dampturbiner kun er ca. 180 ton/h, gælder der det specielle forhold, at der normalt bypasses damp til en selvstændig bypass kondensator, som er tilkoblet fjernvarmesystemet, som vist i skitsen i Figur 7. Reguleringen af turbine sker efter et sætpunkt på kedeltryk og bypass ventilen reguleres kaskadevis ligeledes efter et sætpunkt (lidt højere) på kedeltryk.

For at simulere hvorledes anlægget vil opføre sig ved effektregulering er der anvendt en simulator (se Figur 8) udviklet til et lidt andet forbrændingsanlæg (men i samme størrelsesorden) med integreret dampturbine. I figur 9 er vist et eksempel på en effektregulering (først 1 MW ned og derefter 1 MW op). 65% af reguleringen er effektueret indenfor 30 sekunder og 100 % sker inden for 80 sekunder. Det bemærkes at variationer i damptryk og dampoverhedningstemperatur ikke giver anledning til problemer for anlægget eller styringen.

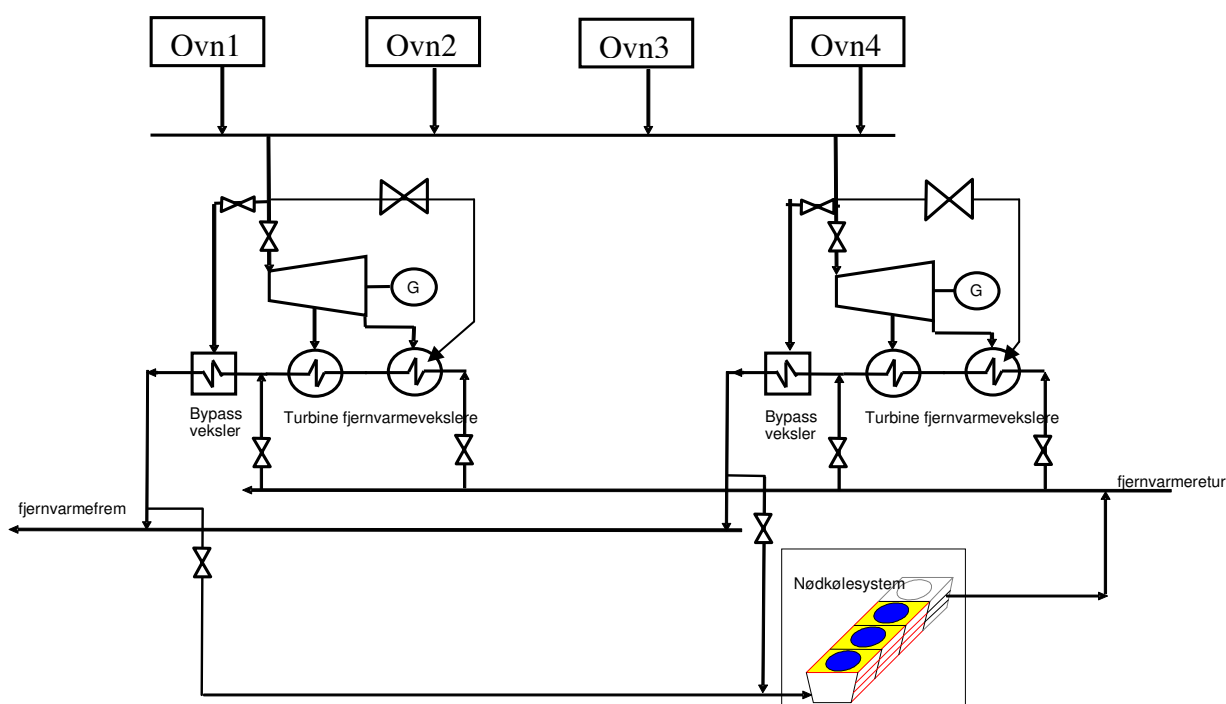
Affaldsanlæg er karakteriseret ved at dampproduktionen og elproduktionen varierer en del (ofte op til $\pm 5\%$), på trods af at anlægget faktisk reguleres efter et sætpunkt på flowet.

Elproduktionen kan holdes på et fast sætpunkt ved at køre effektregulering vha. bypass ventil. I relation til frekvensstyrede reserver vil dette være en måde at kunne opfylde kravene, hvis blot den mængde, der bypasses, er så stor, at krav til effektjustering altid kan efterkommes.

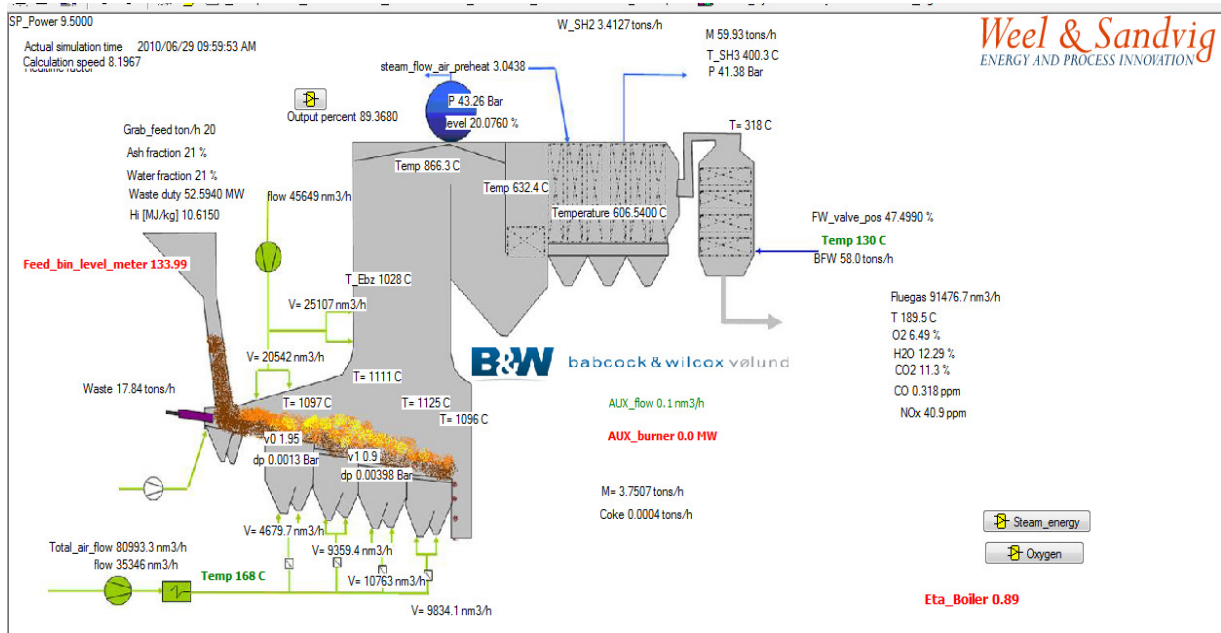
Om andre former for regulering, hvor elproduktionen er mere flydende, kan godkendes i forbindelse med frekvensstyrede reserver er der ikke taget stilling til her. Formålet med en mere flydende elproduktion er, at affaldsværket kan producere mere el og dermed tilbyde billigere

frekvensregulering. Systemets overordnede regulering er opbygget således at Siemens-turbinen holder trykket på dampskinnen og BHS-turbinen kører effekt-regulering, hvilket vil sige at BHS-turbinen stort set bruger en konstant dampmængde. Hvis trykket på dampskinnen ikke kan holdes af Siemens-turbinen vil ventilen til bypass-veksleren åbne.

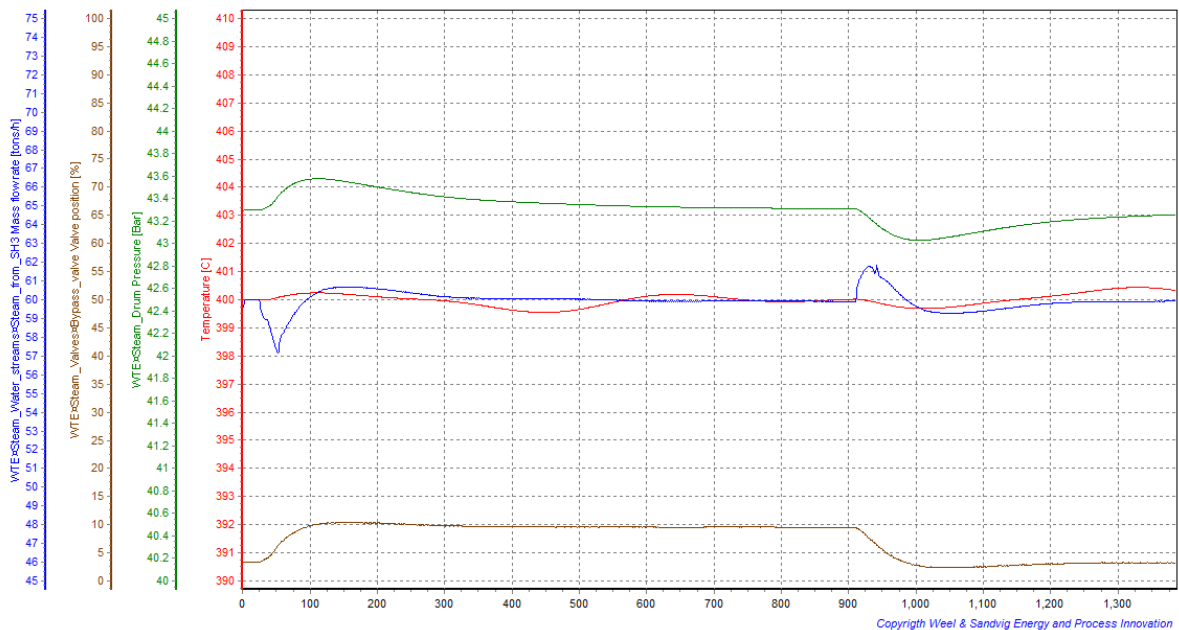
Ifølge Amagerforbrænding kan BHS-turbinen uden de store problemer regulere med ca. 2 MW inden for 2 minutter (krav til frekvensstyrede normaldirftsreserver i Østdanmark), hvilket betyder at den kan deltage som FNR uden af det giver anledning til u hensigtsmæssigt store forstyrrelser.



Figur 7. Anlægsskitse af Amager Forbrændings dampturbinesystem



Figur 8. Hovedbillede af simulator på et affaldsanlæg svarende til anlægget på Amager Forbrænding



Figur 9. Nedregulering og opregulering på anlæg svarende til Amager Forbrænding

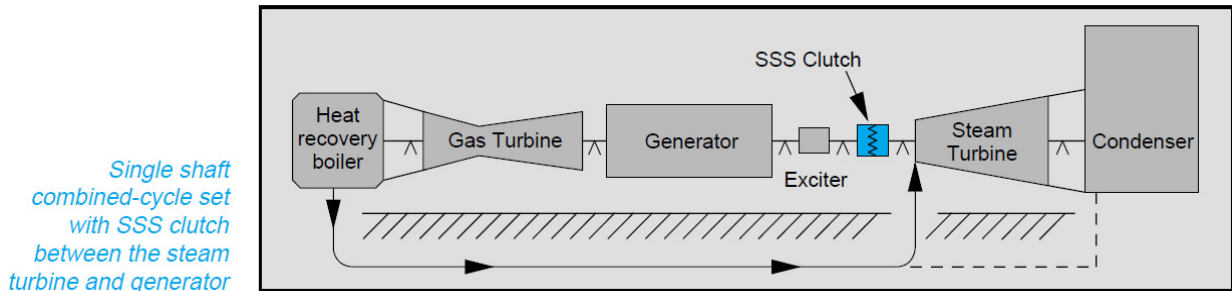
2.3 AKZO Nobel Salt (Maricogen)

Akzo Nobel Salt har et kombianlæg (Combined Cycle) med en samlet effekt på ca. 30 MW. Gasturbinen er en Siemens SGT-600 med en nominel effekt på 24 MW. Gasturbine og dampturbinen er koblet på den samme aksel med en SSS-kobling (se Figur 10).

Den producerede el, som normalt ligger på omkring 29 MW handles på faste kontrakter (ikke på spotmarkedet). AKZO Nobel Salt har endvidere en biomassefyret dampkedel med en

kapacitet på ca. 20 ton/h samt en gasfyrret dampkedel med en kapacitet på 25 ton/h. Disse to anlæg er i drift når gasprisen og elpriser er ugunstige for driften af kombi-anlægget.

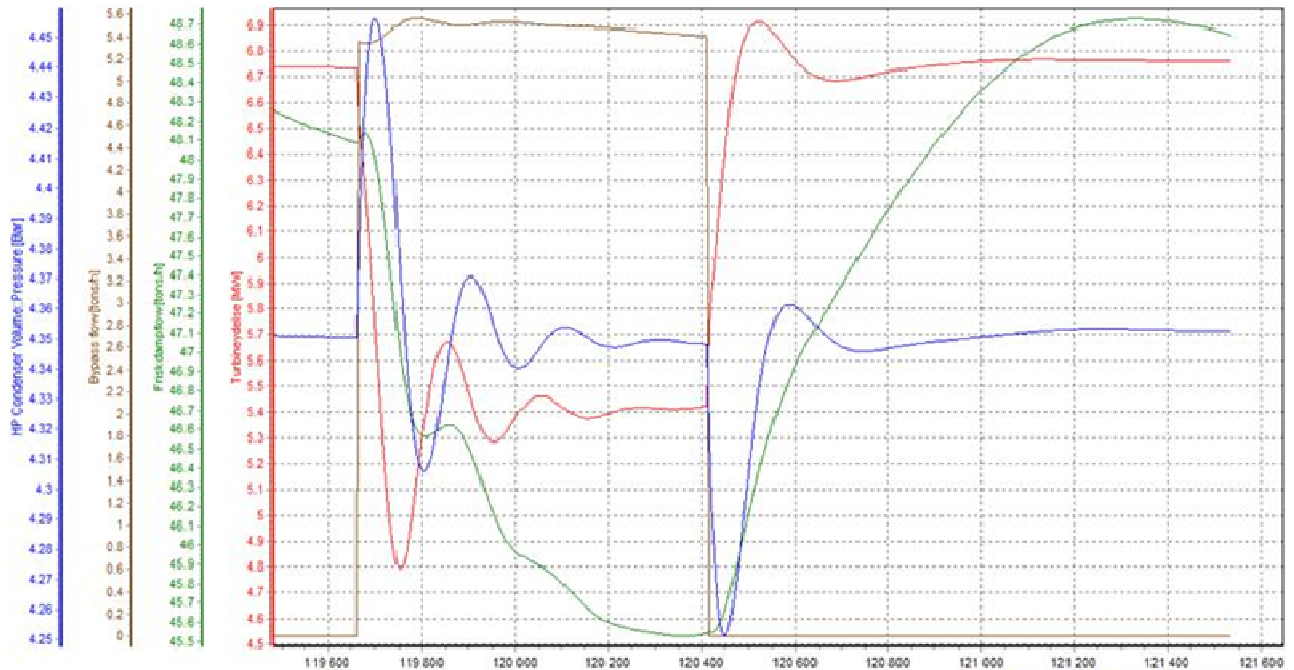
Dampturbinen er modtryksreguleret i forhold til trykket i første inddampertrin mens gasturbine med tilstatsbrændere bliver reguleret efter damptrykket i afgaskedlen, som producerer højtryksdamp til dampturbinen. Modtryksdampen anvendes til et 6-trins inddampningsanlæg ved et tryk på 7,6 bara, når anlægget kører på fuld kraft. Hvis modtrykket til inddamperen kommer over 7,7 bara tripper anlægget. Akzo Nobel Salt har tidligere ved overgang til bypass drift oplevet trip af anlægget pga. for højt modtryk til inddamperen.



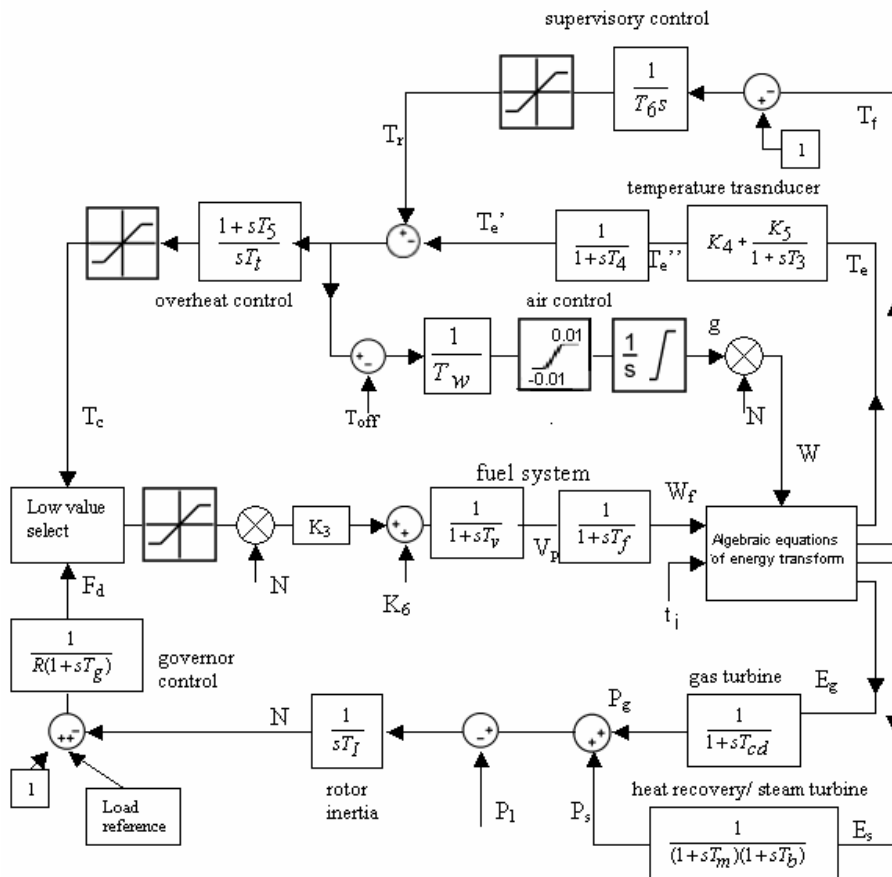
Figur 10. Kombianlæg med SSS-kobling

Normalt forudsætter den PLC-styring, der benyttes ved frekvensstyrede reserver, at anlægget effektreguleres. Hos Akzo Nobel Salt er der som nævnt modtryksregulering ved hjælp af dampturbinens governor valve. Signalet fra PLC-styringen skal i dette tilfælde bruges til at styre bypass ventil på dampturbinen, idet det bliver nødvendigt med et vist bypass.

Akzo Nobel Salt har anført, at nedregulering kan medføre trip som følge af trykændring i LP damp system. Der er foreløbig lavet en simulering af hvorledes trykforholdene i LP systemet vil variere ved ”momentant” at åbne og lukke for bypassventilen (se figur 11) Trykket i fordampert trin 0 (LP Condenser pressure) ændrer sig herved +/- 0,15 bar ved antagelse om et sætpunkt på 4,3 bara. Turbinens effekt nedreguleres inden for 30 sekunder fra 6,7 MW til 5,3 MW.



Figur 11. Simulering af en momentan åbning (tid=119670 sek) og lukning (tid=120400 sek) af bypass ventilen. Simuleringen er udført med WS:SteamTurb-simulator



Figur 12. Modelling af kombianlæg i Simuling (Matlab) for stabilitetsundersøgelser. I det aktuelle simulering er systemet beskrevet ved overføringsfunktioner, som svarer til en simpel 1. ordens beskrivelse af systemet. Kilde: John Mantzaris and Costas Vournas. (Ref. 1)

2.4 Cheminova

Cheminova har installeret 3 gasturbiner på hver 5 MWe af typen Siemens SGT-200. Gas turbinerne er hver koblet til en lavtryks afgaskedel (røgrørskedel) med et damptryk på ca. 16 bar. Hver afgaskedel er desuden forsynet med en efterbrænder. Derudover har Cheminova 2 naturgasfyrede dampkedler, som virker som backup, hvis gasturbinerne er ude af drift. Cheminova handler i dag den producerede el på spotmarkedet. Cheminova er enige med Weel & Sandvig i, at det formodentlig ikke er noget teknisk problem at op- eller nedregulere med fx 1 MW inden for 30 sekunder, som er kravet til frekvensstyrede reserver i Vestdanmark. Cheminova regner med kun at komme til at kører med 2 gasturbiner fremover. Cheminova anvender for tiden nettoafregning på elproduktionen, og det kan være afgørende for, om der er økonomi i at deltage på markedet for frekvensregulering.

3. Er det rentabelt?

For at kunne deltage i markedet for frekvensstyrede reserver skal man have installeret en lille PLC-boks, som styrer effekten af anlægget i forhold til den øjeblikkelige frekvens på nettet. Boksen giver et 4 – 20 mA signal til anlæggets SRO afhængig af frekvensafvigelsen. Denne PLC-boks koster ca. 120.000 kroner/MW regulering. Normalt forudsættes det, at anlægget kører effektregulering.

3.1 Mindste bud

I det følgende er vist nogle økonomi-scenarier for kraftvarmeværker baseret på to forskellige brændsler (affald og naturgas). For hver af disse anlægstyper (brændsler) er der tre hovedscenarier fremkommet ved at variere på priser på el. Desuden er der 4 underscenarier defineret ved:

1. Reference case (ingen frekvensregulering)
2. Frekvensreguleringsbud: 1 MW op
3. Frekvensreguleringsbud: 1 MW ned
4. Frekvensreguleringsbud: 1 MW op og ned

I skemaerne nedenfor er for de enkelte scenarier beregnet, hvilken pris der skal bydes ind med for op- og nedregulering for at få samme økonomi som i reference casen. I skemaerne er benyttet de i figur 2 viste energiindhold for op- og nedregulering i Østdanmark. De beregnede priser kan opfattes som mindste bud, man kan byde ind med i Østdanmark på markedet for frekvensstyrede reserver.

I Vestdanmark vil mindste budene for op- og nedregulering være lidt lavere, fordi energiindholdet i op- og nedreguleringen er meget lavere end i Østdanmark som følge af Vestdanmarks reguleringsmæssige dødbånd.

Affaldsforbrændingsanlæg:

Forudsætning at al varme kan sælges		Spotpris 200 kr./MWh				Spotpris 350 kr./MWh				Spotpris 500 kr./MWh			
		Case 1 ref	Case 2	case 3	case 4	Case 1 ref	Case 2	case 3	case 4	Case 1 ref	case 2	case 3	case 4
Set punkt dampflow	ton/h	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Elprod. nominal	MW	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Varmeprod. nominal	MW	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Pris for varme	kr/MWh	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Spot pris el	kr/MWh	200	200	200	200	350	350	350	350	500	500	500	500
Tilskud elprod	kr/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pris frekvenregulering op	kr/MW		80,79		80,79		209,18		209,18		337,58		337,58
Pris frekvenregulering ned	kr/MW			13,59	13,59			35,19	35,19			56,79	56,79
Bud opreg	MW	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
Bud nedreg	MW	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
Set punkt Power	MW	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5
Realiseret reguleringsleverance op	MW	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144
Realiseret reguleringsleverance ned	MW	0	0	0,144	0,144	0	0	0,144	0,144	0	0	0,144	0,144
Årlig drifttid	timer	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Årlig elprod	MWh	76000	69152	74848	68000	76000	69152	74848	68000	76000	69152	74848	68000
Årlig varmeprod	MWh	256000	262848	257152	264000	256000	262848	257152	264000	256000	262848	257152	264000
Årlig betaling for elspot	mio. kr/år	15,2	13,8304	14,9696	13,6	26,6	24,2032	26,1968	23,8	38	34,576	37,424	34
Årlig pris opregulering	mio. kr/år	0	0,6463384	0	0,646338	0	1,673474	0	1,673474	0	2,70061	0	2,70061
Årlig pris nedregulering	mio. kr/år	0	0	0,108735	0,108735	0	0	0,281523	0,281523	0	0	0,454311	0,454311
Årlige afgifter	mio. kr/år	42,93216	43,920737	43,09846	44,08704	42,93216	43,92074	43,09846	44,08704	42,93216	43,92074	43,09846	44,08704
Indtægt for varmesalg	mio. kr/år	64	65,712	64,288	66	64	65,712	64,288	66	64	65,712	64,288	66
Totalt drift provenue	mio. kr/år	36,26784	36,268001	36,26787	36,268003	47,66784	47,66794	47,66786	47,66796	59,06784	59,06787	59,06785	59,06788
Forskel fra ref. (tilstræbt at være 0):	mio. kr/år	0,0001612	0,0001612	3,2E-05	0,000193	9,71E-05	1,99E-05	0,000117	0,000117	3,31E-05	7,89E-06	4,1E-05	4,1E-05
Total provenue, ekstra afgift lagt på varmekunder	mio. kr/år	79,2	80,188738	79,36633	80,35507	47,66784	47,66794	47,94938	47,94948	59,06784	59,06787	59,52216	59,52219
Forskel hvis varmegift på kunder ref.	mio. kr/år		0,9887384	0,166335	1,155073		9,71E-05	0,281543	0,28164		3,31E-05	0,454319	0,454352
Varme + el control	MWh	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000	332000

Naturgasfyret anlæg (gasturbine eller kombineret gas og dampturbineanlæg):

Forudsætning at al varme kan sælges		Spotpris el 200 kr./MWh				Spotpris el 350 kr./MWh				Spotpris el 500 kr./MWh			
		Case 1 ref	Case 2	case 3	case 4	Case 1 ref	Case 2	case 3	case 4	Case 1 ref	case 2	case 3	case 4
Set punkt dampflow	ton/h	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Elprod. nominal	MW	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Varmeprod. nominal	MW	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Pris for brændsel	kr/MWh	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
Pris for varme	kr/MWh	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Spot pris el	kr/MWh	200	200	200	200	350	350	350	350	500	500	500	500
Tilskud elprod	kr/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pris frekvenregulering op	kr/MW		-42,79		-42,79		85,61		85,61		214,01		214,01
Pris frekvenregulering ned	kr/MW			-7,20	-7,20			14,40	14,40			36,00	36,00
Bud opreg	MW	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1
Bud nedreg	MW	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
Set punkt Power	MW	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5	9,5	8,5
Realiceret reguleringsleverance op	MW	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144	0	0,144
Realiceret reguleringsleverance ned	MW	0	0	0,144	0,144	0	0	0,144	0,144	0	0	0,144	0,144
Årlig drifttid	timer	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
Årlig elprod	MWh	76000	69152	74848	68000	76000	69152	74848	68000	76000	69152	74848	68000
Årlig varmeprod	MWh	128000	134848	129152	136000	128000	134848	129152	136000	128000	134848	129152	136000
Årlig brændselsforbrug	MWh	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000	240000
Årlige brændselsudgifter	mio. kr/år	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
Årlig betaling for elspot +tilskud	mio. kr/år	15,2	13,8304	14,9696	13,6	26,6	24,2032	26,1968	23,8	38	34,576	37,424	34
Årlig pris opregulering	mio. kr/år	0	-0,342317	0	-0,34232	0	0,684864	0	0,684864	0	1,712045	0	1,712045
Årlig pris nedregulering	mio. kr/år	0	0	-0,05758	-0,05758	0	0	0,115212	0,115212	0	0	0,288009	0,288009
Årlige afgifter	mio. kr/år	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Indtægt for varmesalg	mio. kr/år	32	33,712	32,288	34	32	33,712	32,288	34	32	33,712	32,288	34
Totalt drift provenue	mio. kr/år	-0,8	-0,799917	-0,79998	-0,7999	10,6	10,60006	10,60001	10,60008	22	22,00005	22,00001	22,00005
Forskel fra ref. (tilstræbt at være 0):	mio. kr/år		8,31E-05	1,58E-05	9,89E-05		6,41E-05	1,22E-05	7,63E-05		4,5E-05	8,68E-06	5,37E-05
Total provenue, ekstra afgift lagt på varmekunder	mio. kr/år	-0,8	-0,799917	-0,79998	-0,7999	10,6	10,60006	10,60001	10,60008	22	22,00005	22,00001	22,00005
Forskel hvis varmegift på kunder ref.	mio. kr/år		8,31E-05	1,58E-05	9,89E-05		6,41E-05	1,22E-05	7,63E-05		4,5E-05	8,68E-06	5,37E-05
Varme + el control	MWh	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000	204000

3.2 Potentielle indtjeningsmuligheder

I det følgende er vist et eksempel på den potentielt mulige indtjening for et affaldsforbrændingsanlæg ved deltagelse i det østdanske marked for frekvensstyrede normaldriftsreserver i perioden 1. januar til 3. maj 2010. med. Beregningen gælder for en op- og nedreguleringseffekt på 1 MW, og følgende er antaget:

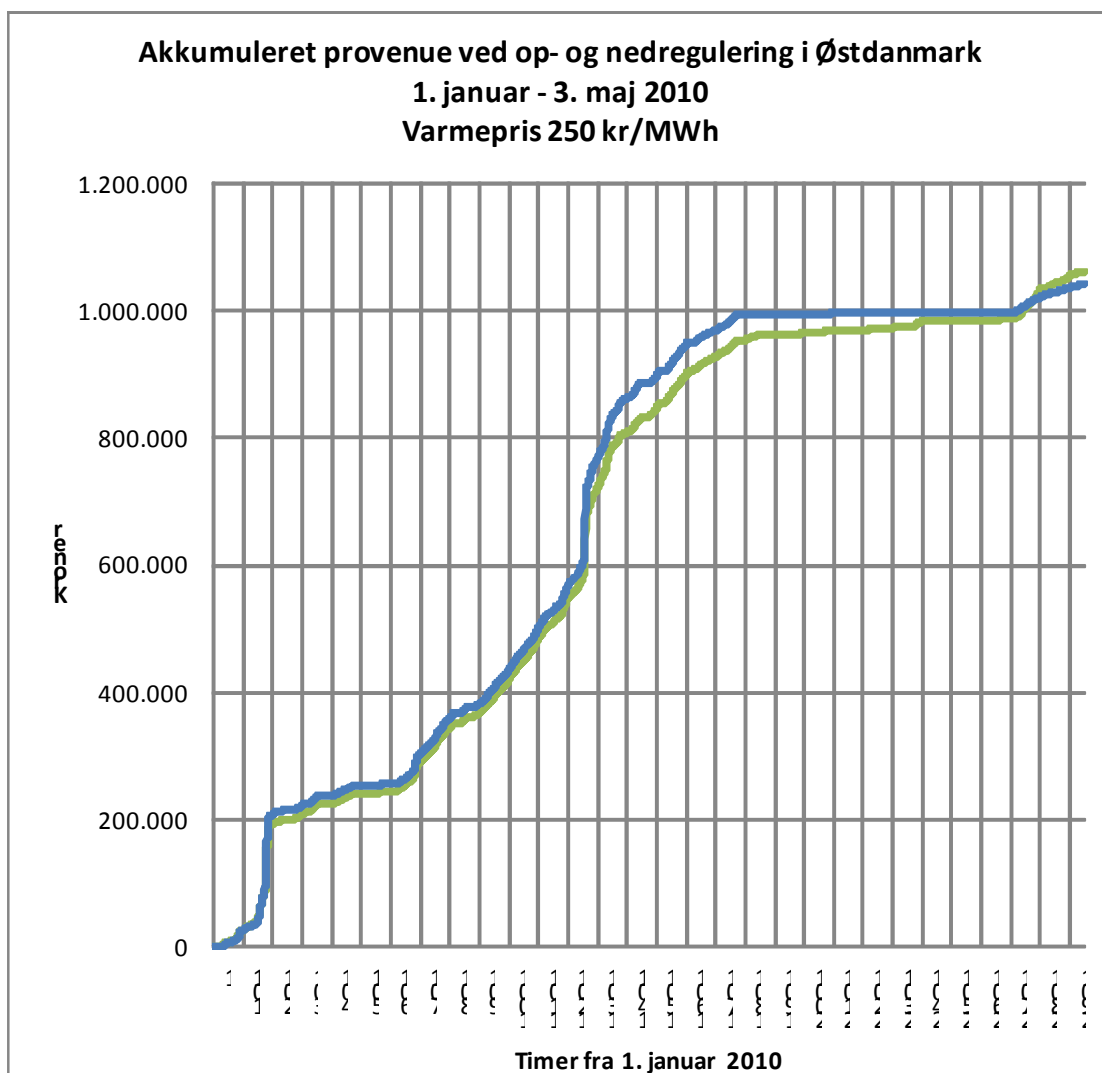
1. El-spotprisen er prognostiseret korrekt for perioden
2. Værdi af varme produceret for anlægget er 250 kr/MWh
3. Prisen for op- og nedregulering er den realiserede pris i perioden.

Beregningen viser, at der har været et potentielt provenu for affaldsforbrændingsanlægget på 1,06 mio. kr for nedregulering og 1,04 mio. kr for opregulering. Anlægget kunne således have tjent ca. 2 mio. kr i løbet af de første 4 måneder af 2010. Indtjeningen for perioden er vist akkumuleret i figur 13. Bemærk, at der er længere perioder, hvor indtjeningen er nul, og at der er meget store indtægtsmuligheder i korte perioder. Især i de perioder, hvor der er store

indtægtsmuligheder (som regel sammenfaldene med høje spotpriser), er det vigtigt, at elspot prognosen er rimelig nøjagtig.

Følsomhed:

Hvis prisen på reserveerne er 25 % lavere (time for time), kan perioderesultatet for henholdsvis ned- og opregulering beregnes til 0,77 mio. kroner (nedregulering) og 0,64 mio. kroner.



Figur 13. Akkumuleret potentiel indtægt for et affaldsforbrændingsanlæg ved deltagelse i markedet for frekvensstyrede normaldriftsreserver med 1 MW op- og nedregulering (nedregulering: grøn/lys kurve). Indtægten er beregnet med realiserede priser i perioden 1. januar til 3. maj 2010.

4. Referencer

Ref. 1: "Modelling and Stability of a Single-Shaft Combined Cycle Power Plant", John Mantzaris and Costas Vournas, National Technical University, Electrical Energy Systems Lab, Greece. Int. J. of Thermodynamics, ISSN 1301-9724, Vol. 10 (No. 2), pp. 71-78, June 2007.

Bilag 2:

**Generel metode for afdækning af mulighederne
for priselastisk elforbrug og elproduktion i
industrivirksomheder**

Januar 2007

Dansk Energi Analyse A/S

1. Indledning

I forbindelse med det af Energinet.dk støttede PSO-projekt ”Priselastisk elforbrug og elproduktion i industrien” er udarbejdet denne generelle metode til afdækning af mulighederne i en industrivirksomhed. Da industrien generelt skal have en høj gevinstmulighed for at ændre i det normale mønster for elforbrug og elproduktion, fokuseres der i metoden især på situationer med meget høje eller meget lave netto-elpriser.

De betegnelser for priselastisk forbrug og produktion, der benyttes i denne metodebeskrivelse, fremgår af nedenstående tabel.

Systemansvarets betegnelse	Netto-elpris	Elforbrug	Elproduktion
Opregulering	Høj	Afbrydelige elbelastninger	Øget elproduktion
Nedregulering	Lav	Indkobling af elbelastninger	Reduceret elproduktion

I det følgende beskrives, hvordan en virksomhed kan vurdere sine muligheder for at reagere med de fire typer af forbrug og produktion. Appendix 1 beskriver elsystemet i relation hertil.

Det er tanken, at metoden – efter justeringer ud fra de praktiske erfaringer, som opnås i projektet – skal kunne anvendes af virksomhederne selv, så de kan afdække deres reelle muligheder for samt fordele og ulemper ved at være aktive på et eller flere af elmarkederne.

2. Afbrydelige elbelastninger

En afbrydelse af elbelastninger kan være interessant på følgende markeder:

- spotmarkedet (herunder Elbas)
- regulerkraftmarkedet
- balancemarkedet
- markedet for manuelle reguleringsreserver
- markedet for hurtig/langsom driftsforstyrrelsesreserver (Østdanmark)

En afbrydelse behøver ikke være fuldstændig, men kan også være delvis i form af en nedregulering af belastningen. Ved en afbrydelse udskydes forbruget normalt til et senere tidspunkt, men der kan også være tale om at substituere elforbrug med brændsel og om (på spotmarkedet) at fremskynde forbrug. Udskydelse eller fremskyndelse af forbrug er normalt muligt, hvor der er buffere før og/eller efter anlægget, eller hvor ydelsen kan undværes i noget tid, uden at ”produktet” tager skade. En afbrydelse, der ikke indhentes, er desuden mulig, hvis energiudgifterne ved meget høje elpriser overstiger værditilvæksten.

Virksomhedens muligheder kan vurderes med brug af en principtegning af produktionsprocesserne, hvor bufferne bør være angivet, plus nedenstående skema.

Anlæg				Bemærkninger
Installeret effekt, kW				
Typisk belastning, kW				
Svinger belastningen meget?				Hvis ja er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Driftstider				
Hvornår kan anlægget afbrydes?				
Med hvor kort varsel kan anlægget afbrydes?				Ved varsel over 15 min. er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Hvor længe kan anlægget være afbrudt?				Hvis under 1-2 timer er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Hvor ofte kan anlægget afbrydes?				
Hvilke omkostninger er der ved en afbrydelse?				
Hvilke ændringer kunne forøge mulighederne?				

Mulighederne kan yderligere vurderes ud fra de situationer med høje priser, der er gengivet i bilag 1 og i bilag 3 afsnit 3.1 og 3.2.

3. Indkobling af elbelastninger (merforbrug af el)

De væsentligste markeder for indkobling af elbelastninger er :

- spotmarkedet (og Elbas)
- regulerkraftmarkedet
- manuelle reguleringsreserver

Mulighederne består i at udskyde eller fremskynde elforbrug til timerne med lave elpriser og i at substituere brændsel med el. Mulighederne på regulerkraftmarkedet (hvor varslet er 15 minutter) består i at fremskynde elforbrug, så det indkobles i timerne med lave netto-elpriser, samt i at øge elforbruget ved at substituere brændsel med el.

De manuelle reguleringsreserver skal være til rådighed for nedregulering når som helst i aftaleperioden. Derfor kan der være tale om elforbrug, der altid kan indkobles (fremskyndes), samt om brændselsforbrug, der med det korte varsel kan substitueres med el.

Virksomhedens muligheder kan vurderes med brug af en principtegning af produktionsprocesserne, hvor bufferne bør være angivet, plus nedenstående skema.

Anlæg				Bemærkninger
Installeret effekt, kW				
Typisk belastning, kW				
Svinger belastningen meget?				Hvis ja er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Driftstider				
Hvornår kan elforbruget øges?				
Med hvor kort varsel kan elforbruget øges?				Ved varsel over 15 min. er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Hvor længe kan elforbruget være øget?				Hvis under 1-2 timer er anlægget bedst egnet på spotmarkedet
Hvor ofte kan elforbruget øges?				
Hvor meget forøges aftaget fra elnettet? (kan energien overføres?)				
Hvilke omkostninger er der ved en belastningsforøgelse?				
Hvilke ændringer kunne forøge mulighederne?				

En yderligere vurdering af virksomhedens muligheder på spotmarkedet og regulerkraftmarkedet kan tage udgangspunkt i bilag 2 samt i afsnit 3.2 i bilag 3, der viser nogle typiske og ekstreme forløb med meget lave priser. Antallet af timer med lave priser, opgjort i appendix 1, tabel 2, 3 og 5, bør også inddrages.

4. Øget elproduktion

En midlertidigt øget elproduktion kan være interessant på følgende markeder:

- spotmarkedet (herunder Elbas)
- regulerkraftmarkedet
- balancemarkedet
- markedet for manuelle reguleringsreserver
- markedet for hurtig/langsom driftsforstyrrelsesreserver (Østdanmark)

For at vurdere virksomhedens muligheder for at kunne være aktiv med opregulering af elproduktion på disse markeder, indsamles indledningsvis følgende oplysninger pr. produktionsenhed (herunder nødstrømsanlæg):

Produktionsenhed			
Normal produktion, kW			
Mulig opregulering, kW			
Rådighedstid (hvornår kan der opreguleres?)			
Hvor hurtigt kan der opreguleres? (tid for fuld opregulering. Eventuelt også gradient) (Kan afhænge af tidspunktet for aktivering)			
Hvor længe kan opreguleringen være aktiveret?			
Hvor ofte kan opreguleringen aktiveres?			
Hvad koster produktionsforøgelsen? (startudgift og kr/kWh)			
Hvilke ændringer vil kunne forøge mulighederne?			

Når oplysningerne i tabellen er indsamlet, kan de vurderes i forhold til eksemplerne i bilag 1 (spotmarkedet) og bilag 3.1 (regulerkraftmarkedet). Balancemarkedet bliver formentlig dækket ud fra drøftelsen af bilag 3.1. Mulighederne på markederne for reserveeffekt vurderes ud fra, om reserveeffekten skal være til rådighed i en hel kalendermåned, eller den kun skal være til rådighed i mere begrænset omfang, f. eks. kl. 6-23 alle dage eller kl. 7-19 på hverdage.

5. Reduceret elproduktion

En midlertidigt reduceret elproduktion kan være interessant på følgende markeder:

- spotmarkedet (herunder Elbas)
- regulerkraftmarkedet
- balancemarkedet
- markedet for manuelle reguleringsreserver

For at vurdere virksomhedens muligheder for at kunne være aktiv med nedregulering af elproduktion på disse markeder, indsamles indledningsvis følgende oplysninger pr. produktionsenhed:

Produktionsenhed			
Normal produktion, kW			
Mulig nedregulering, kW			
Rådighedstid (hvornår kan der nedreguleres?)			
Hvor hurtigt kan der nedreguleres? (tid for fuld nedregulering. Eventuelt også gradient) (Kan afhænge af tidspunktet for aktivering)			
Hvor længe kan nedreguleringen være aktiveret?			
Hvor ofte kan nedreguleringen aktiveres?			
Hvordan dækkes en evt. reduceret varmeproduktion?			
Hvor meget forøges elkøbet fra nettet? (kan energien overføres?)			
Hvad sparer virksomheden, hvis elprisen (markedsprisen uden afgifter og nettarif) er 0 kr/kWh?			
Hvilke ændringer vil kunne forøge mulighederne?			

Når oplysningerne i tabellen er indsamlet, kan de vurderes i forhold til eksemplerne i bilag 2 (spotmarkedet) og bilag 3.2 (regulerkraftmarkedet). Balancemarkedet bliver formentlig dækket ud fra drøftelsen af bilag 3.2. Mulighederne på markederne for reserveeffekt vurderes ud fra, om nedreguleringseffekten skal være til rådighed i en hel kalendermåned eller den kun skal være til rådighed i mere begrænset omfang, f. eks. kl. 23-7 alle dage eller fra kl. 00 lørdage til kl. 6 mandage.

6. Omkostninger og gevinstmuligheder

Ved opgørelse af omkostningerne ved afbrydelse eller forøgelse af elforbrug skal der medtages udgifter til mandskab (herunder overarbejdsbetaling), ventetid for tilkørsel og forsendelse, køb af halvfabrikata, brændselsudgifter, øgede lageromkostninger osv. Disse udgifter kan både bestå i et fast beløb og et beløb pr. time. Hertil kommer engangsudgifter til styring af anlæg og til eventuel forøgelse af buffere og udvidelse af elforsyningsnettet m.m. Der skal også regnes med udgifter for virksomheden til at følge udviklingen på elmarkederne og byde ind på disse markeder.

Gevinsterne opgøres ud fra nettoelprisen på aktiveringstidspunktet og elprisen på det tidspunkt, som belastningen flyttes fra/til, eller – ved substitution – brændselsprisen. Hertil kommer på

reservemarkederne rådighedsbetalingen. Udgifter til distributionsnet og systemansvar er i mange tilfælde tidsafhængige, men er de ikke det (f. eks. ved treleddede nettariffer), skal gevinsten justere herfor. I de fleste tilfælde skal gevinsten reduceres med udgifter til elhandler og den balanceansvarlige. Det kan blive væsentlige udgifter, hvis virksomheden f. eks. indgår i en pulje for at opfylde et krav om mindst 10 MW regulerkraft- og reserveeffekt.

Appendix 1 til den generelle metode

Elsystemets rammer for priselasticitet

I dette appendix beskrives de rammer, som elsystemet i dag sætter for forbrugere, der er rede til at agere priselastisk med afbrydelige elbelastninger (opregulering) og/eller indkobling af elbelastninger (nedregulering). Beskrivelsen opdeles i Østdanmark og Vestdanmark (skillelinien er Storebælt), idet det østdanske elsystem er en del af det nordiske synkronområde, mens det vestdanske indgår i det kontinentale synkronområde (UCTE). Beskrivelsen omfatter følgende markeder:

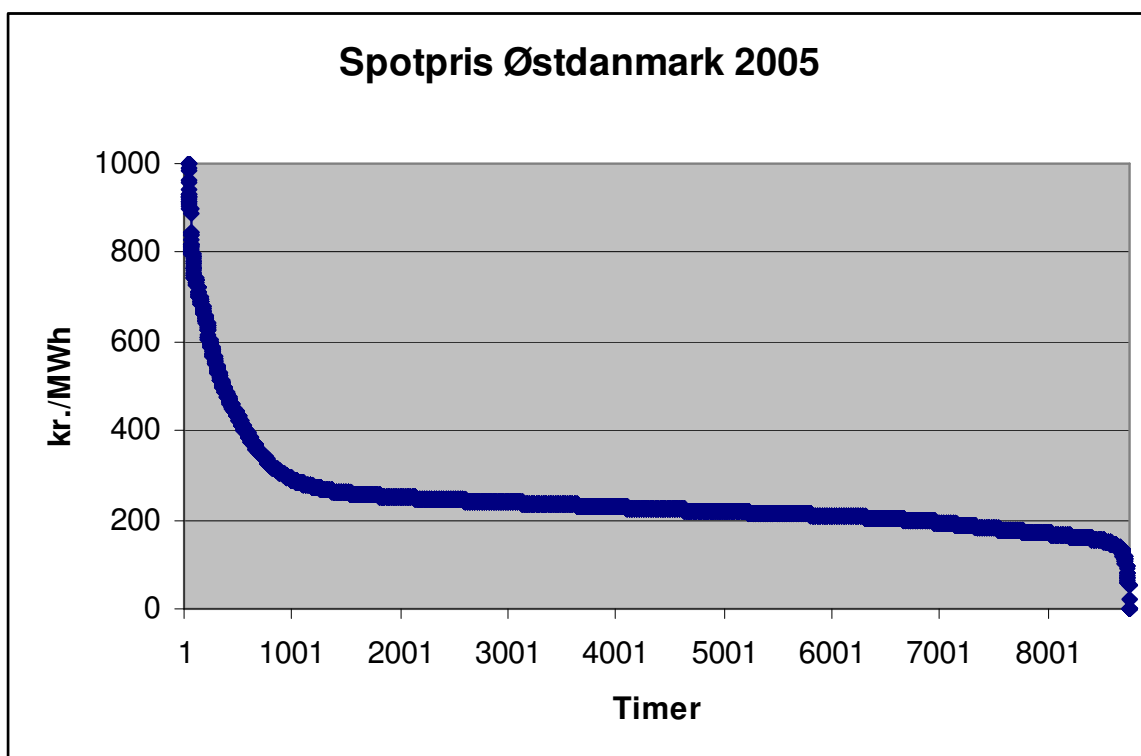
- Spotmarkedet
- Elbas
- Regulerkraftmarkedet
- Balancemarkedet
- Markedet for reserver

1. Spotmarkedet

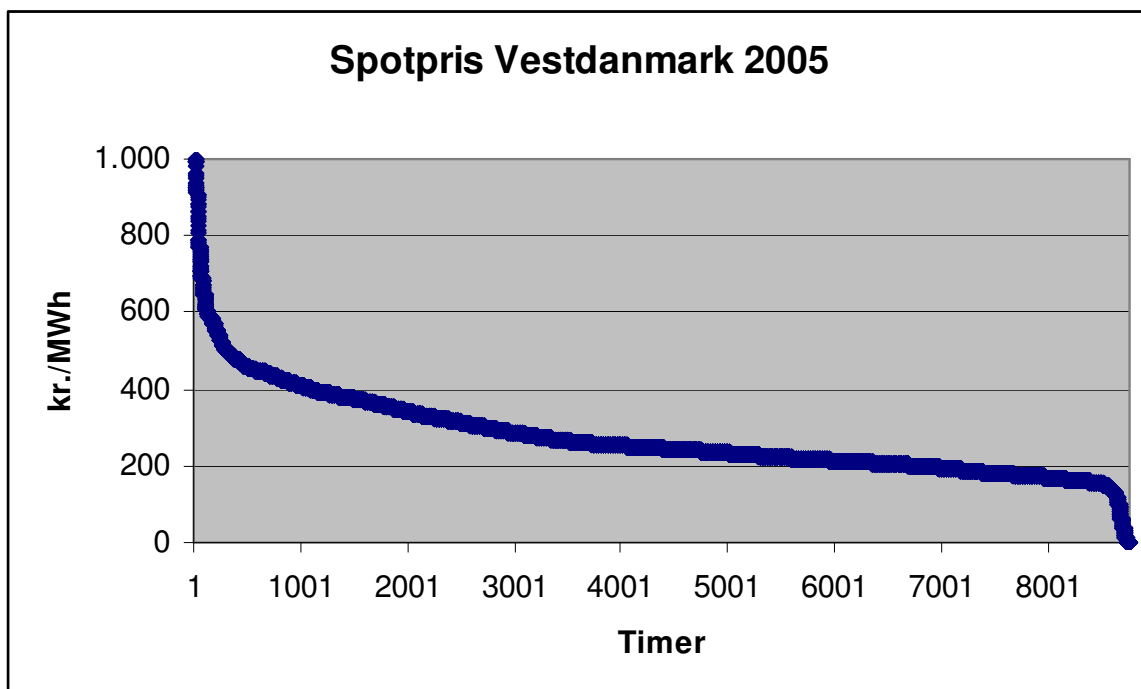
På spotmarkedet handles el til fysisk levering den følgende dag (driftsdøgnet). Der er tale om en auktion, hvor mængden af og prisen for den handlede el fastsættes for hver time i driftsdøgnet. Resultatet af auktionen offentliggøres normalt inden kl. 14 på handelsdagen, således at forbrugeren kender sin elpris fra 10 til 33 timer i forvejen. Det er muligt at afgive prisafhængige bud som eksempelvis "I time 13 vil vi købe 10 MWh/h. Kommer prisen over 800 kr./MWh vil vi dog kun købe 8 MWh/h". En belastningsændring opgøres som det ændrede elforbrug inden for en hel time. En ændring på 1 MW i 60 minutter eller 3 MW i 20 minutter opgøres begge som en ændring på 1 MWh/h.

Kun få forbrugere handler direkte til spotmarkedets priser (køber "spot plus"), så de umiddelbart kan opnå gevinsten ved at agere priselastisk. Hovedparten af forbrugerne har dækket sig ind mod prisspidser ved at købe "spot med loft" eller ved at købe til en fast pris eller ved at benytte finansiel afdækning af risikoen. Forbrugere med "spot med loft" eller fast elpris opnår i dag kun en lille eller ingen gevinst ved at agere priselastisk, men da elhandlerne kan være interesserede i at undgå prisspidser, burde de udarbejde kontraktformer, der belønner også disse kunder for at agere priselastisk.

Figur 1 og 2 viser varighedskurven for spotprisen i henholdsvis Østdanmark og Vestdanmark i 2005. Som det ses, er det kun i få timer i 2005, at spotprisen var meget høj eller meget lav. Antallet af de timer er opgjort i tabel 1 og 2.



Figur 1. Varighedskurve for spotprisen i Østdanmark 2005. Prisen var over 1000 kr./MWh i alt 38 timer. Årets gennemsnitspris var 252 kr./MWh



Figur 2. Varighedskurve for spotprisen i Vestdanmark 2005. Prisen var over 1000 kr./MWh i alt 15 timer. Årets gennemsnitspris var 277 kr./MWh

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
5000 -	3	9217	-	
2000 - 5000	3	2628	4	2606
1500 - 2000	12	1773	3	1936
1000 - 1500	20	1142	8	1123
800 - 1000	36	879	33	914
600 - 800	161	693	78	680
Ialt	235	948	126	862

Tabel 1. De højeste spotpriser i 2005

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
0	7	0	17	0
1 - 50	1	20	46	19
50 - 100	25	75	39	74
100 - 120	22	112	19	110
Ialt	55	80	121	48

Tabel 2. De laveste spotpriser i 2005

Opregulering/afbrydelige elbelastninger

Som supplement til tabel 1 med de højeste spotpriser i 2005 viser tabel 3 de højeste spotpriser i 2000-04. Det ses, at der i Østdanmark har været markant flere timer med høje spotpriser i 2005 end i de foregående godt fire år, mens omfanget i Vestdanmark har været stort set det samme i 2005 som i de foregående fem år.

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
2000 - 5000	0,24	2340	2,8	3100
1000 - 2000	4,5	1340	9,6	1366

Tabel 3. Omfanget af høje spotpriser i 2000-04 (for Østdanmark fra 4. kvartal 2000). Tallene er gennemsnitstal på årsbasis (ref. 1)

Ud fra ref. 1 og tallene for 2005 kan man karakterisere perioder med høje spotpriser på følgende måde:

- Priserne kendes mindst 10 timer før
- Varighed typisk 2-7 timer i Vestdanmark og 2-4 timer i Østdanmark (perioder med spotpris over 1000 kr./MWh i mindst 1 time. Antal timer er opgjort som timerne fra prisen kommer over 500 kr./MWh til den igen er under det niveau)

- Forekommer i tidsrummet kl. 7 – 20 på hverdage
- Kan forekomme flere gange på en uge, men på årsbasis typisk 10 gange, fordelt på få uger

Typiske forløb er vist i bilag 1, afsnit 1.2 og 1.3. På længere sigt kan det forventes, at såvel varigheden som hyppigheden af perioder med høje spotpriser øges, ligesom prisniveauet kan øges. Et sådant – i dag ekstremt - forløb er vist i afsnit 1.1.

Nedregulering/indkobling af elbelastninger

I årene 2001-04 har der været flere timer med lave spotpriser end i 2005. Det ses af tabel 4 ved sammenligning med tabel 2. Det er formentlig udtryk for, at det i 2005 er lykkedes at afsætte store mængder forventet ”overskudsstrøm” til vore nabolande til en rimelig pris.

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
0	1,25	0	30	0
1 – 50	45	35	124	25
50 – 100	195	82	298	81

Tabel 4. . Omfanget af lave spotpriser i 2001-04. Tallene er gennemsnitstal på årsbasis

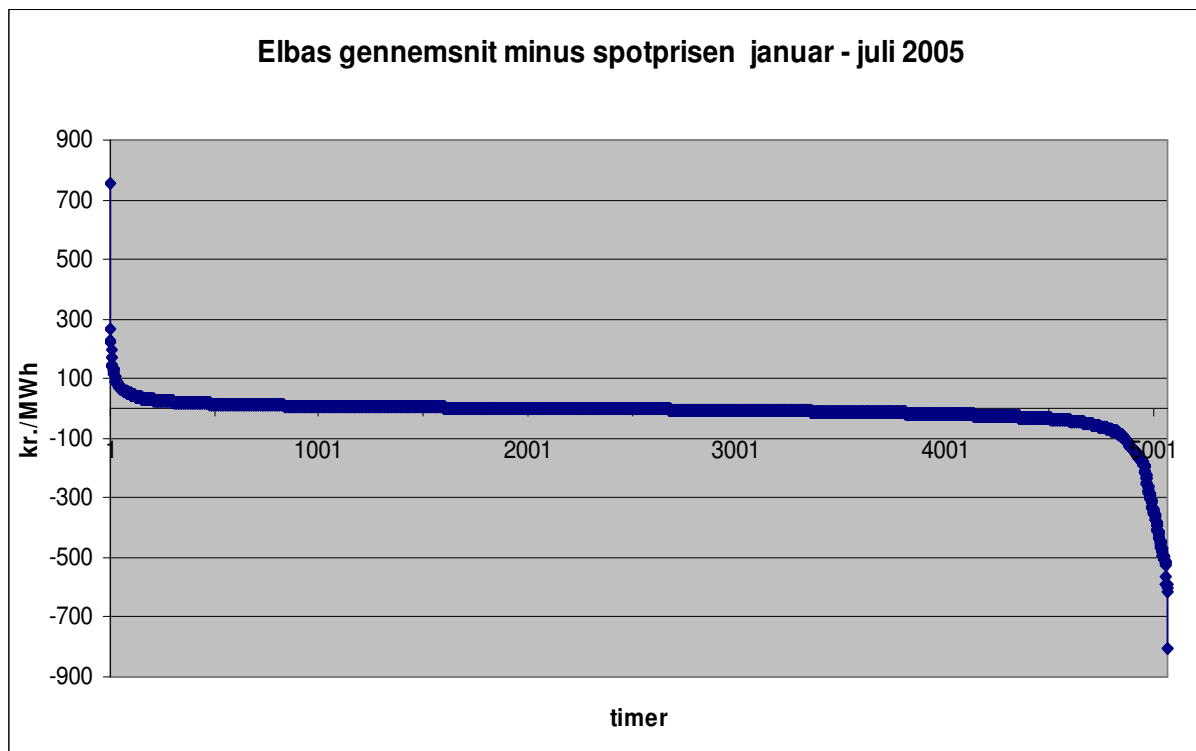
Ud fra tallene for 2001-05 kan man karakterisere perioder med lave spotpriser på følgende måde:

- Priserne kendes mindst 10 timer før
- Varighed typisk 3-6 timer
- Forekommer typisk kl. 0-6 (time nr. 1-6) natten til lørdage, søndage og mandage
- Kan forekomme flere gange i en weekend og på årsbasis typisk 10 gange i Østdanmark og 20 gange i Vestdanmark

Et typisk forløb er vist i bilag 2, afsnit 2.2. På længere sigt kan det forventes, at såvel varigheden som hyppigheden af perioder med lave spotpriser øges. Et eksempel på en længerevarende periode er vist i bilag 1, afsnit 2.1.

2. Elbas

Elbas er en markedsplads, hvor der handles el indtil 1 time før driftstimen. Elbas kan f. eks. benyttes til at korrigere indkøb på spotmarkedet, der er for store eller dyre. Omsætningen på Elbas er ret lille, og priserne ligger typisk en smule under spotprisen, se figur 3 (i januar – juli 2005 lå gennemsnittet af budene 15 kr./MWh under spotprisen for samme driftstime). Priserne afhænger noget af, hvor længe før driftstimen, handelen indgås. I januar – juli 2005 var højeste pris overhovedet på Elbas (i Østdanmark, idet Vestdanmark først kommer med på Elbas fra april 2007) 1444 kr./MWh, hvilket var 1175 kr./MWh over spotmarkedsprisen, og den laveste var 15 kr./MWh. Der var kun fire timer med priser (”Elbas gennemsnit”) over 500kr./MWh og kun fem timer med priser under 50 kr./MWh.



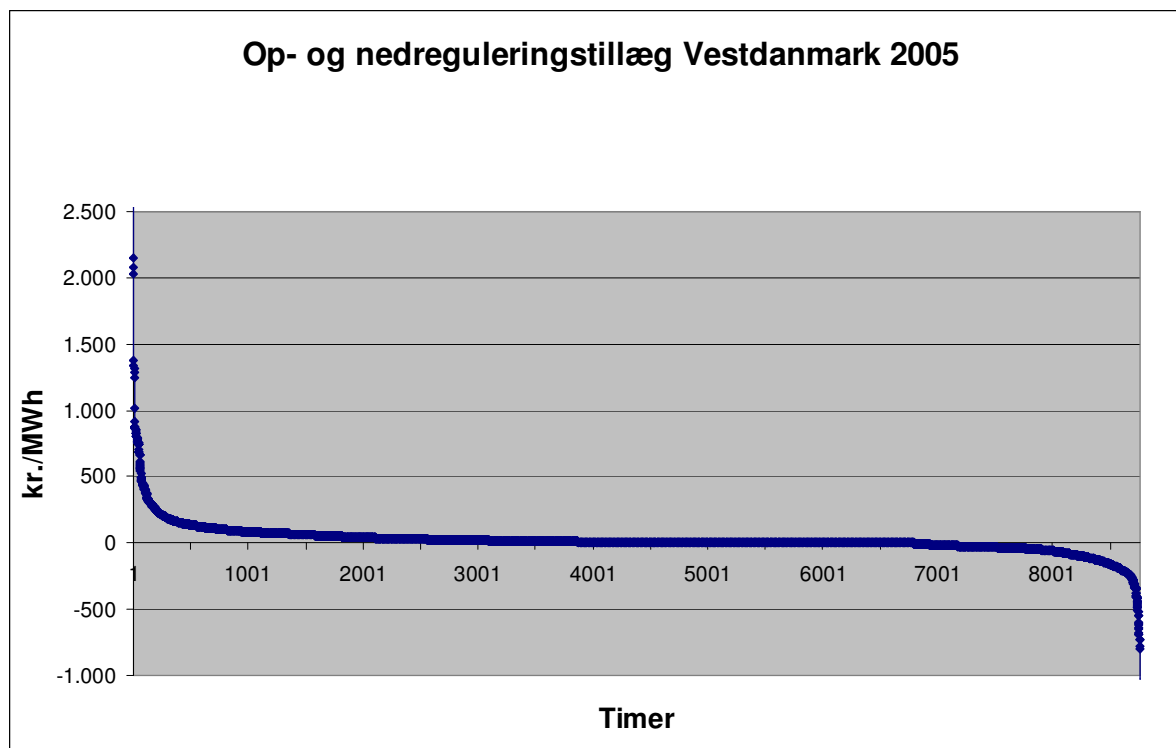
Figur 3. Forskellen på "Elbas gennemsnit" og spotprisen i januar – juli 2005

3. Regulerkraftmarkedet

Regulerkraft er en effekt, som Energinet.dk benytter til udjævning af prognosefejl (herunder afvigelser mellem den faktiske og den prognosticerede vindkraftproduktion) samt til afhjælpning af følgerne af havarier i det nordiske elsystem. Regulerkraften består i enten opregulering eller nedregulering af en vis mængde effekt (alternativt henholdsvis afbrydelse eller indkobling af forbrug). Effekten skal være fuldt aktiveret senest 15 minutter fra bestilling.

Ved opregulering bliver nettoresultatet for en producent, at han modtager spotprisen plus opreguleringstillægget. Ved nedregulering skal producenten betale spotprisen minus nedreguleringstillægget til Energinet.dk og modtager samtidig spotprisen fra spotmarkedet. For forbrugere er betalingen ved opregulering (afbrydelse af forbrug) spotprisen plus opreguleringstillægget (handler forbrugeren direkte på spotmarkedet, skal han samtidig betale for det ikke-aftagede forbrug). Ved nedregulering (merforbrug af el) bliver nettoresultatet, at forbrugeren skal betales spotprisen plus det (negative) nedreguleringstillæg. Tillægget har indtil 1. juli 2006 været det tillæg, den enkelte aktør (balanceansvarlige) har budt ind, men fra 1. juli 2006 er det som hovedregel det marginale tillæg blandt de valgte bud.

Bud i regulerkraftmarkedet kan ændres både i pris og mængde indtil 1 time før driftstimen i Østdanmark og 30 minutter før i Vestdanmark. Er en industrivirksomhed eksempelvis parat til at afbryde belastninger, når netto opreguleringsprisen kommer over 1000 kr./MWh, kan virksomheden ændre sit bud på opreguleringstillægget når spotprisen er kendt, dvs. fra kl. 14 dagen før driftsdagen.



Figur 4. Varighedskurve for op- og nedreguleringstillæg (timegennemsnit, nedreguleringstillægget er negativt) i Vestdanmark 2005

Figur 4 viser op- og nedreguleringstillægget i Vestdanmark i 2005. I alt benyttede Energinet.dk opregulering i 54% af årets timer og nedregulering i 25% af timerne. Det gennemsnitlige opreguleringstillæg var 67 kr./MWh og der gennemsnitlige nedreguleringstillæg -71 kr./MWh. For Østdanmark (i januar – juli) var de tilsvarende tal 48% og 52%, og tillæggene var i gennemsnit på 50 og -41 kr./MWh.

Tabel 4 viser de højeste netto opreguleringspriser (spotpris plus det gennemsnitlige opreguleringstillæg i pågældende time) i 2005. Da de aktiverede i 2005 blev betalt ud fra det tillæg, de selv bød ind, modtog nogen en højere og andre en lavere betaling end den gennemsnitlige. Maksimum i regulerkraftmarkedet er 40-50.000 kr./MWh, og derfor er det muligt, at nogle aktiverede har modtaget over 10.000 kr./MWh i 2005.

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark (jan. – juli)		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
2000 - 5000	8	2317	10	2573
1500 - 2000	2	1738	14	1748
1000 – 1500	10	1131	79	1157
800 – 1000	8	872	36	915

Tabel 4. De højeste netto opreguleringspriser (spotpris plus timens gennemsnitlige opreguleringstillæg) i 2005

Ved sammenligning med tabel 1 ses, at opreguleringstillægget ikke ændrer væsentligt på antallet af timer med høje priser i Østdanmark (med forbehold for månederne august – december), mens antallet for Vestdanmarks vedkommende øges med en faktor 10, således at der er i alt 103 timer med en netto pris over 1000 kr./MWh.

Ud fra 2005 kan perioderne med høje netto opreguleringspriser karakteriseres ved:

- Varighed op til 12 timer (dvs. længere end perioderne med høje spotpriser)
- Forekommer i tidsrummet kl. 7 –21 på hverdage
- Forekommer ofte flere dage i en uge (idet der først er et højt opreguleringstillæg og senere en høj spotpris) og på årsbasis 10 – 20 gange, fordelt på få uger

De laveste netto nedreguleringspriser i 2005 er vist i tabel 5. Ved sammenligning med tabel 2 ses. At nedreguleringstillægget ikke ændrer væsentligt på antallet af timer med lave priser i Østdanmark, mens der i Vestdanmark bliver flere timer med lave priser, herunder i 2005 34 timer med negative netto nedreguleringspriser.

Prisinterval kr./MWh	Østdanmark (jan. – juli)		Vestdanmark	
	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh	Antal timer	Gennemsnitspris kr./MWh
-500 - -1000	0	-	3	-681
-1 - -500	0	-	31	-128
0	10	0	14	0
1 – 50	3	31	44	26
50 – 100	45	85	57	80

Tabel 5. De laveste netto nedreguleringspriser (spotpris plus timens gennemsnitlige nedreguleringstillæg) i 2005

Ud fra 2005 kan perioderne med lave netto nedreguleringspriser karakteriseres på næsten samme måde som perioderne med lave spotpriser:

- Varighed typisk 3-6 timer
- Forekommer typisk kl. 0-8 (time nr. 1-8) natten til lørdage, søndage og mandage
- Kan forekomme flere gange i en weekend og på årsbasis typisk 10 gange i Østdanmark og 20 gange i Vestdanmark

4. Balancemarkedet

De balanceansvarlige betaler gennem balancemarkedet for den regulering, som Energinet.dk har foretaget på grund af de balanceansvarliges prognosefejl. Som det ses af figur 4, er regulerkrafttillægget i de fleste af årets timer meget nær 0, og dermed ligger balanceprisen som oftest ganske tæt på spotmarkedsprisen. I fremtiden kan det imidlertid ske, at regulerkraftprisen bliver ekstremt høj (50.000kr./MWh), eller at udbud og efterspørgsel (produktion og forbrug) ikke kan mødes, således at Nord Pool Spot må ”afkorte” de forbrugs-balanceansvarliges købsbud. Yderligere kan man risikere, at udbud og efterspørgsel ikke mødes i det fysiske

øjeblik, således at Energinet.dk er tvunget til at udkoble nogle forbrugere for at redde elsystemet fra sammenbrud.

Den sidstnævnte situation kan den balanceansvarlige næppe rette op på, men han kan forberede sig på de to andre situationer og dermed bedre sin egen og kundernes stilling ved at indgå aftale med egne kunder om frivillige afbrydelser, hvis de helt ekstreme situationer opstår. Den balanceansvarlige kunne udnytte sådanne aftaler til at reducere egen ubalance (i det omfang ubalancen kan konstateres forud for driftstimen) i timer med ekstreme regulerkraftpriser samt i timer, hvor Nord Pool Spot afkorter den købte elmængde. Udkoblingen af belastninger vil måske om nogle år i gennemsnit forekomme en eller nogle få gange årligt i meget få timer.

5. Markedet for reserver

Reserver er ydelser, som Energinet.dk køber hos producenter og elforbrugere i Danmark samt hos systemansvarlige i andre lande. Reserver skal altid være til rådighed for den systemansvarlige i aftaleperioden. Reserver anvendes til at opretholde den tekniske kvalitet og balancen i elsystemet. Tabel 6 viser en oversigt over reserverne. I Østdanmark opdeles reserverne i normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver, mens de ikke opdeles i Vestdanmark. Normaldriftsreserver anvendes til at opretholde normale driftsforhold, mens driftsforstyrrelsesreserver anvendes til – inden for en rimelig tid – at bringe elsystemet tilbage i en driftssikker tilstand efter en driftsforstyrrelse (der kan være udfald af et kraftværksanlæg, en transformer eller en ledning).

		Østdanmark	Vestdanmark
Normaldriftsreserver	Frekvensstyret normaldriftsreserve	±25 MW	±32,1 MW
	Automatisk reguleringsreserve		+140 MW -140 MW
	Manuel reguleringsreserve (regulerkraft)	+150 MW -150 MW	+630 MW * -160 MW
Driftsforstyrrelsesreserver	Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (Nordel)	+100 MW	+75 MW **
	Hurtig, aktiv driftsforstyrrelsesreserve (manuel reserve)	+300 MW (15 min)	+630 MW * -160 MW
	Langsom, aktiv driftsforstyrrelsesreserve	+300 MW (60/90 min)	

* Da man i Vestdanmark ikke skelner mellem normaldrifts- og driftsforstyrrelsesreserver er der tale om "de samme" MW. Dvs. der købes i alt +630/-160 MW manuel reserve i Vestdanmark.

** Leveres som de såkaldte "nødeffektindgreb" på Skagerak og Kontiskan forbindelserne. Den fysiske regulering i det Vestdanske område foretages af den automatiske reserve og via Tyskland.

Tabel 6. Reserveeffekter (+ for opregulering, - for nedregulering). Kun reserver, hvor elbelastninger kan udgøre et alternativ, er medtaget (ref. 1 og 2)

Frekvensstyret normaldriftsreserve (primær reguleringsreserve)

Det er en automatisk reserve, der er aktiv i alle driftstimer for at holde frekvensen på 50 Hz.

Reserven aktiveres via reguleringsudstyr ved frekvenser i båndet 49,9- 50,1 Hz. Aktiveringerne

sker meget hyppigt. Energinet.dk betalte i 2005 938.000 kr./MW/år for frekvensreguleret normaldriftsreserve i Vestdanmark.

Da reserven både skal regulere op og ned og da den hyppigt aktiveres, er erhvervslivets elforbrug ikke velegnet som frekvensstyret normaldriftsreserve.

Automatisk reguleringsreserve (kun i Vestdanmark)

Den automatiske reguleringsreserve aktiveres og styres af en netregulator, som sender signalet direkte til de reserver, der skal aktiveres. Op-/nedreguleringen (ud-/indkoblingen af belastninger) skal igangsættes inden for 30 sekunder efter at ordren er modtaget, og skal være fuldt aktiveret inden for 15 minutter.

Den automatiske reguleringsreserve skal medvirke til, at planlagt udveksling overholdes på grænsen mellem Jylland og Tyskland. Reserven skal holde en hårfin balance på udvekslingen og den skal i praksis opfange de utallige mindre planafvigelser, der opstår i driftsdøgnet, og være aktiveret indtil ubalancen udreguleres med manuelle reserver. Dette giver en meget høj benyttelsestid - i praksis er man hele tiden mere eller mindre i enten op- eller nedregulering - hvilket gør, at det ikke må forventes, at det er attraktivt for forbruget at deltage i denne regulering.

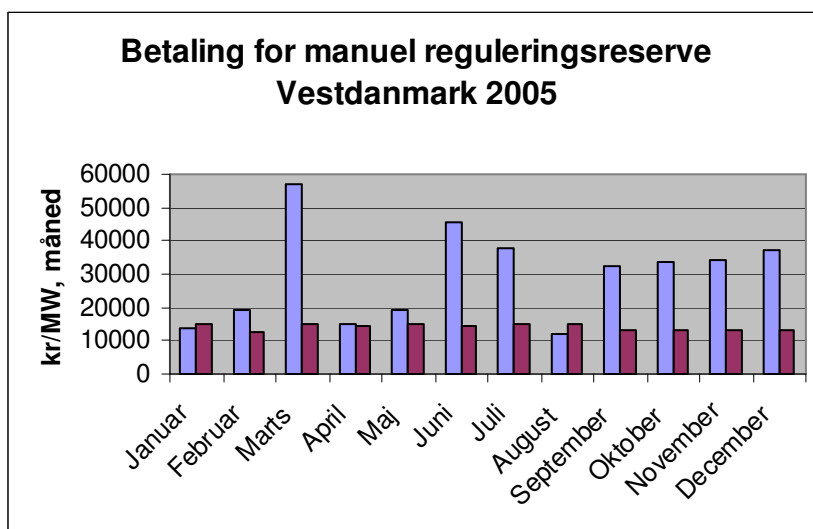
I 1. – 3. kvartal 2005 har Energinet.dk som gennemsnit betalt 143.000 kr./MW/kvartal for opreguleringsreserve og 37.000 kr./MW/kvartal for nedreguleringsreserve. Hertil kommer en energibetaling, som er spotprisen plus et tillæg (tillægget for manuel regulering, dog mindst 100 kr./MWh).

Manuel reguleringsreserve

Energinet.dk sikrer den fysiske balance mellem produktion og forbrug i de enkelte driftstimer ved at købe regulering i regulerkraftmarkedet som beskrevet i afsnit 2.2. For at sikre et tilstrækkeligt udbud i dette marked køber de systemansvarlige virksomheder manuelle reguleringsreserver, som producenter og forbrugere forpligter sig til at byde ind i regulerkraftmarkedet. Reserverne købes som hovedregel ved auktioner. I Østdanmark er det daglige auktioner over reserver pr. time i det følgende døgn, i Vestdanmark er det månedlige auktioner over reserver for en hel måned (fra foråret 2007 ventes de daglige auktioner også indført i Vestdanmark).

Reserverne bydes sammen med andre regulerkrafttilbud fra producenter og leverandører ind på et fælles nordisk regulerkraftmarked. På dette marked gælder den generelle betingelse, at en beordret ændring (eksempelvis udkobling af forbrug) skal kunne ske inden for 15 minutter.

Den systemansvarlige yder en kapacitetsbetaling for reserver, der stilles til rådighed for manuel aktivering. Figur 5 viser betalingen i Vestdanmark i 2005 for reserver købt på månedsbasis. Betalingen varierede fra 11.986 til 57.100 kr./MW/måned for opreguleringsreserver og 12.900 til 14.880 kr./MW/måned for nedreguleringsreserver. I alt for hele 2005 var betalingen henholdsvis 357.540 kr./MW og 168.750 kr./MW. Fra 2006 har Energinet.dk i Vestdanmark ikke blot indgået aftale med Elsam, men også med tre mindre produktionsspuljer. Aftalerne med løbetid fra ½ op til 2½ år er på 10-25 MW, og betalingen på 24-28.000 kr./MW/måned.



Figur 5. Betalingen for manuel reguleringsreserve (venstre søjle opregulering, højre nedregulering) i Vestdanmark i 2005

Købet af manuelle reguleringsreserver i Østdanmark er en del af en større kontrakt, hvorfor der ikke foreligger separate priser for disse reserver. I Østdanmark (Elkraft) gennemførtes i 2003 et pilotprojekt, hvor der er indgået aftaler med virksomheder om at stille deres nødstrømsanlæg til rådighed som regulerkraftreserve, og her er i gennemsnit betalt 200.000 kr./MW/år. I pilotprojektet opererede Elkraft ikke med en nedre effektstørrelse, men ellers indgår Energinet.dk kun aftale om reguleringsreserver på 10 MW eller mere, svarende til de mindste budstørrelser på det fællesnordiske regulerkraftmarked. Der er derfor behov for, at forbrugerne går sammen i puljer og tilbyder fælles forbrugsudkobling som reserve, hvis de vil deltage i dette marked.

Som nævnt i afsnit 2.3 byder elforbrugeren ind i regulerkraftmarkedet med den pris, han vil have for at blive aktiveret. En høj aktiveringspris medfører selvfølgelig færre aktiveringer, og forbrugeren kan dermed til dels selv bestemme, hvor ofte han skal op- eller nedregulere. Melder forbrugeren konsekvent ind med meget høje reguleringspriser, så han reelt ikke står til rådighed som manuel reguleringsreserve, vil den systemansvarlige nok tage kapacitetsbetalingen (betaling for den manuelle reguleringsreserve) op til overvejelse. Kapacitetsbetalingen er i dag helt dominerende i forhold til aktiveringsbetalingen.

Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve

Det er en automatisk reserve, der aktiveres i unormale driftssituationer med udsving i frekvensen ud over 49,9 Hz. Kravene til reserven er, at 50% af effekten er aktiveret inden for 5 sekunder og resten inden for 30 sekunder. Reserven aktiveres hyppigt, men udkoblingstiden er kort. En analyse af 10-sekunders frekvensværdier i Elkrafts område i september 2004 (ref. 3) viser, at der var relativt mange værdier (0,6%) lige under 49,9 Hz, men få (0,016%) under 49,85 Hz. Sidstnævnte svarer til 44 værdier. De var fordelt på 12 perioder, hvoraf den længste var på 5 minutter.

Forbrugerne kan indgå i denne reserve med afbrydelige elbelastninger. Da den udkoblede effekt skal afhænge lineært af frekvensen (inden for intervallet 49,9 til 49,5 Hz), skal udkoblingen være forudindstillet til en bestemt frekvens, eller udkoblingsfrekvensen skal fastlægges af en tilfældigtsgenerator.

Hurtig, aktiv driftsforstyrrelsesreserve (kun Østdanmark)

Det er en driftsforstyrrelsesreserve, der i unormale driftssituationer bestilles manuelt fra den systemansvarliges kontrolrum. Reserven skal være aktiveret inden for 15 minutter. (I Vestdanmark skelnes der ikke mellem hurtig, aktiv driftsforstyrrelsesreserve og regulerkraft – derfor samme som under 5.3).

Langsom, aktiv driftsforstyrrelsesreserve (kun Østdanmark)

Svarer til den hurtige reserve, blot skal aktiveringen ske inden for enten 60 eller 90 minutter.

6. Sammenfatning

Bilag 4 gengiver i oversigtsform oplysninger om de markeder, som er beskrevet foran. De priser og kapacitetsbetalinger, der er nævnt foran samt i bilag 4, er eksklusive afgifter samt elselkabernes forbrugstariffer og investeringsbidrag m.m.

Afgifterne på erhvervslivets elforbrug består af CO₂ afgiften på 90 kr./MWh for let proces og 25 kr./MWh (3 kr./MWh ved energiaftale) for tung proces samt eldistributionsbidraget på 10 kr./MWh (0 kr./MWh for det forbrug, der overstiger 15.000 MWh/år). Afgiften på et merforbrug af el kan således variere fra 3 kr./MWh til 100 kr./MWh (666 kr./MWh ved el til rumvarme).

Elselskabernes forbrugstariffer består af nettarif, systemtarif og PSO-tarif, som systemansvaret opkræver via netselskabet. Forbrugstarifferne består endvidere af nettarif vedr. netselskabets (distributionsselskabets) eget net. Energinet.dk's (systemansvarets) tariffer i Østdanmark er tidstariffer for så vidt angår nettarif og systemtarif, mens alle tre tariffer i Vestdanmark er tidsafhængige. Netselskabernes nettarif er ligeledes tidsafhængig (?). Tabel 7 viser de typiske, gennemsnitlige tariffer i første halvår 2006 (idet PSO-tariffen fastsættes kvartalsvis).

	Vestdanmark	Østdanmark		
		Lavlast	Højlast	Spidslast
Nettarif transmission	1,8	1,9	4,1	6,2
Systemtarif	4,4	1,6	3,5	5,4
PSO-tarif	2,3	4,6	4,6	4,6
Systemansvaret i alt	8,5	8,1	12,2	16,2
Nettarif regionale net	3,7	3,7	3,7	3,7
Nettarif lokale net	6,0	6,0	6,0	6,0
Eltariffer i alt A-kunder	12,2	11,8	15,9	19,9
Eltariffer i alt B-kunder	18,2	17,8	21,9	25,9

Tabel 7. Typiske eltariffer i første halvår 2006. (A-kunder aftager el fra en 60 kV station og har typisk et elforbrug over 15 GWh/år. B-kunder aftager fra en 10 kV station og har typisk et elforbrug over 500 MWh/år)

I forhold til de højeste opreguleringspriser er afgifterne uden større betydning, mens de er meget væsentlige ved de lave nedreguleringspriser i forbindelse med fleksibelt elforbrug.

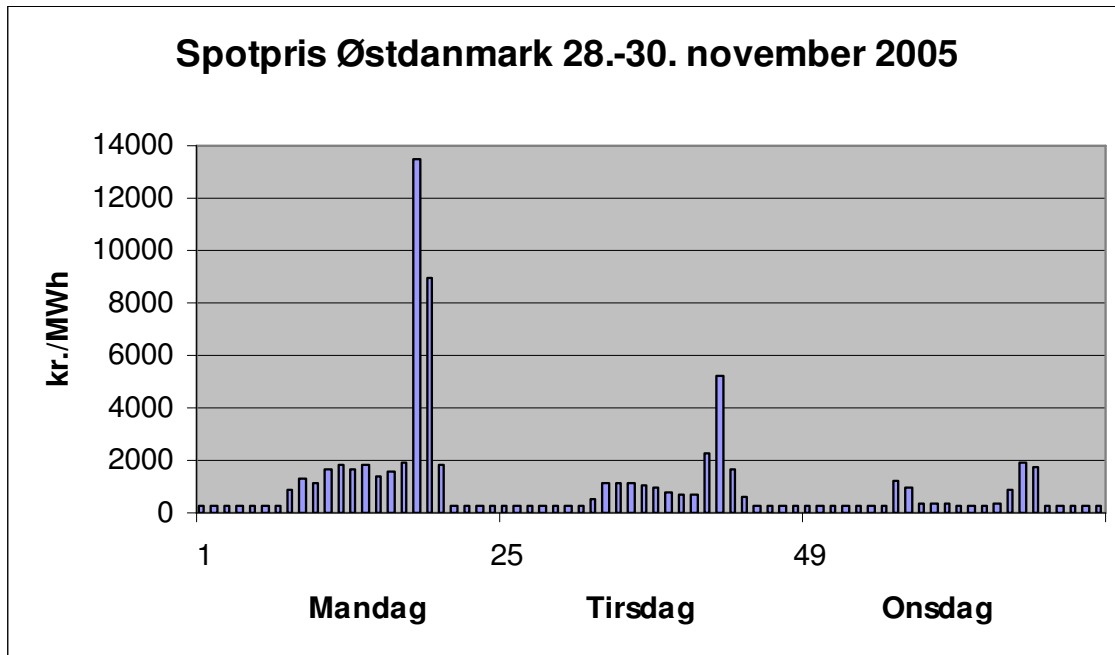
Ved opregulering af elproduktion og for fleksibelt elforbrug (nedregulering) kan elforsyningsnettet blive begrænsende, således at en udbygning må overvejes. Ved udvidelser betales et investeringsbidrag, som typisk er på 1000 kr./kW (ved etablering af 10/0,4 kV station).

7. Referencer

1. Priselastisk elforbrug hos de større elforbrugere. Rapport og bilagsrapport. August 2005. Norenergi og Dansk Energi Analyse.
2. www.el-vest.energinet.dk
3. Frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserver fra forbrug og UPS-anlæg. Elkraft. mit, 13. januar 2005.

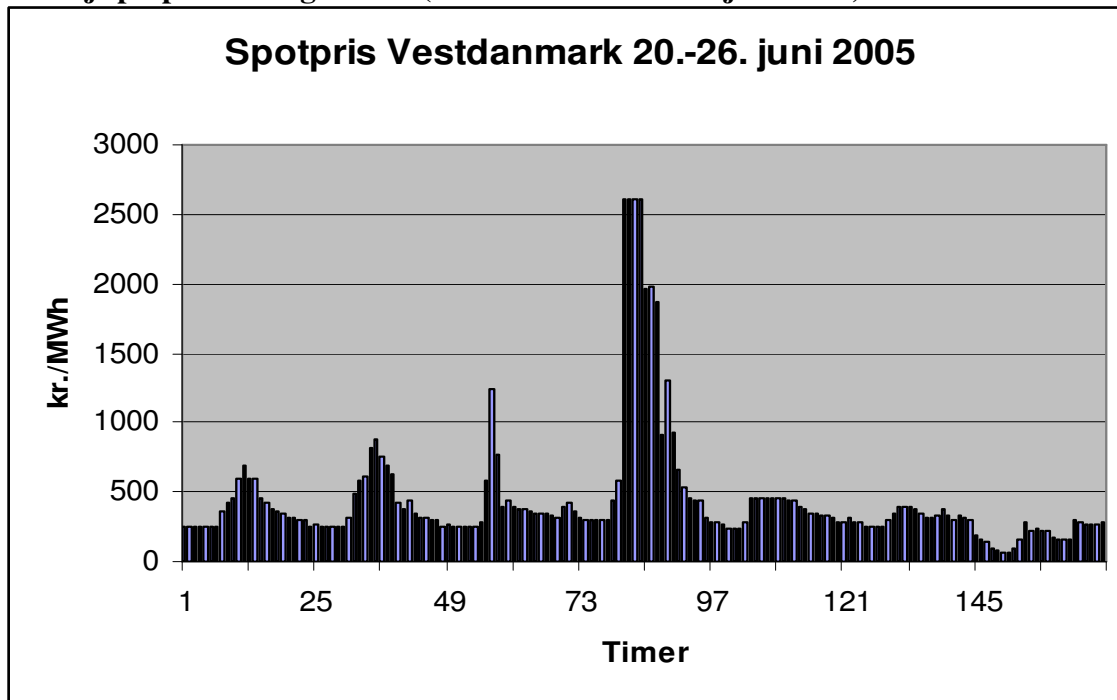
Bilag 1 til appendix. Eksempler på meget høje spotpriser

1.1 Ekstremt høj spotpris (Østdanmark 28. november – 4. december 2005)



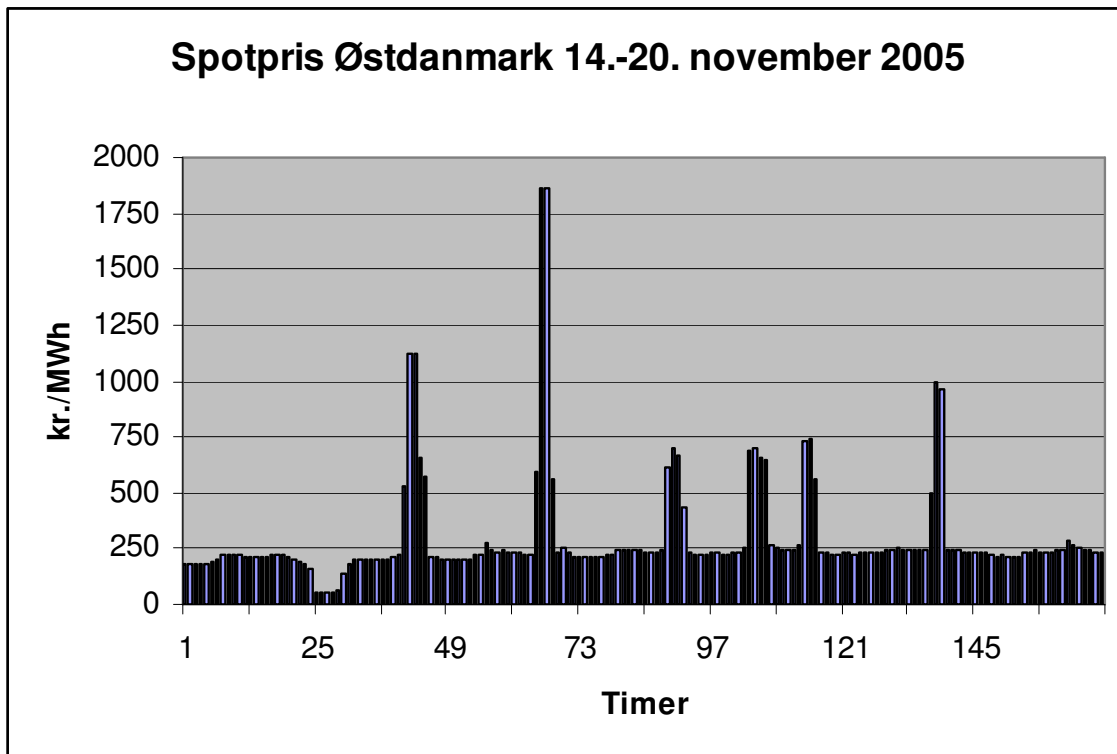
	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør	Søn
Dato	28.11.05	29.11.05	30.11.05	01.12.05	02.12.05	03.12.05	04.12.05
Time nr.	1-24	25-48	49-72				
00-01	241.03	245.34	244.17	248.08	247.66	243.51	244.29
01-02	238.93	243.71	240.89	246.00	247.12	242.01	242.59
02-03	238.59	243.04	240.00	245.24	245.72	239.89	236.58
03-04	239.55	243.85	241.73	244.07	243.97	238.27	230.74
04-05	238.33	245.74	244.23	245.64	246.46	234.55	226.35
05-06	243.80	248.29	251.02	251.08	251.79	241.30	227.03
06-07	297.67	271.09	271.64	268.68	255.78	241.85	226.33
07-08	885.97	546.61	1230.32	342.30	392.26	244.49	226.54
08-09	1305.69	1101.58	930.47	374.80	392.42	247.58	229.24
09-10	1112.59	1104.76	319.08	318.23	366.14	251.82	276.20
10-11	1643.11	1093.72	337.18	299.69	336.52	254.20	275.78
11-12	1868.14	1082.61	306.51	281.90	798.41	253.57	306.98
12-13	1658.44	938.77	289.99	281.45	291.68	252.45	306.48
13-14	1784.84	820.05	285.46	281.75	282.65	251.95	276.10
14-15	1415.48	738.39	285.28	281.62	282.14	254.02	275.89
15-16	1571.01	738.71	314.55	320.87	282.97	258.44	251.53
16-17	1942.28	2236.36	900.54	392.57	303.69	279.44	335.87
17-18	13460.23	5197.32	1883.24	398.38	684.76	295.02	738.03
18-19	8992.02	1649.06	1750.09	305.19	268.89	273.34	287.54
19-20	1792.27	649.98	298.15	281.73	268.35	273.33	275.79
20-21	269.27	271.63	271.70	268.79	250.52	251.43	256.07
21-22	268.74	261.87	271.59	268.41	247.94	251.29	253.95
22-23	243.70	248.35	248.23	247.15	244.87	246.31	248.09
23-24	240.57	242.32	241.03	237.16	239.14	242.01	244.12

1.2 Høj spotpris i mange timer (Vestdanmark 20.-26. juni 2005)



Dato	Man 20-6	Tir 21-6	Ons 22-6	Tor 23-6	Fre 24-6	Lør 25-6	Søn 26-6
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96	97-120	121-144	145-168
1	250,54	259,56	259,85	321,4	277,92	284,84	186,91
2	252,68	256,41	257,22	299,47	277,45	308,04	157,79
3	250,61	254,85	253,36	292,92	273,58	283,86	140,48
4	250,17	255,75	252,82	291,13	228,83	275,3	99,69
5	249,24	255,7	251,71	290,98	230,04	256	76,44
6	246,2	258,68	253,67	304,06	237,56	250,41	60,81
7	257,51	311,9	289,96	444,21	287,09	255,18	68,97
8	367,76	480,79	588,53	582,87	447,81	251,12	93,87
9	423,39	588,47	1.233,92	2.605,90	448,19	304	156,4
10	449,22	615,57	764,53	2.605,55	448,52	342,54	284,11
11	600,63	810,64	394,76	2.605,60	449,13	387,72	224,97
12	698,35	874,18	439,69	2.605,64	448,29	396,83	230,79
13	598,41	755,19	397,94	1.962,44	448,18	396,15	218,19
14	598,11	684,65	378,36	1.984,49	447,94	382,6	215,67
15	448,38	620,42	377,87	1.861,45	447,53	352,47	166,69
16	423,07	424,86	367,75	905,67	447,15	314,48	152,9
17	373,1	374,97	351,15	1.302,51	387,02	314,58	154,34
18	354,28	446,93	338,75	930,71	372,45	323,75	159,11
19	339,44	339,96	339,16	652,14	352,22	372,71	292,78
20	313,5	314,32	323,72	536,67	346,7	325,74	280,55
21	314,52	314,29	319,94	461,27	332,55	303,76	266,14
22	304,53	304,51	399,73	436,02	332,1	323,7	266,15
23	299,15	299,42	422,97	437,49	310,59	317,91	265,3
24	258,63	258,86	361,72	308,72	281,74	298,33	285,66

1.3 Høj spotpris i få timer (Østdanmark 14. – 20. november 2005)

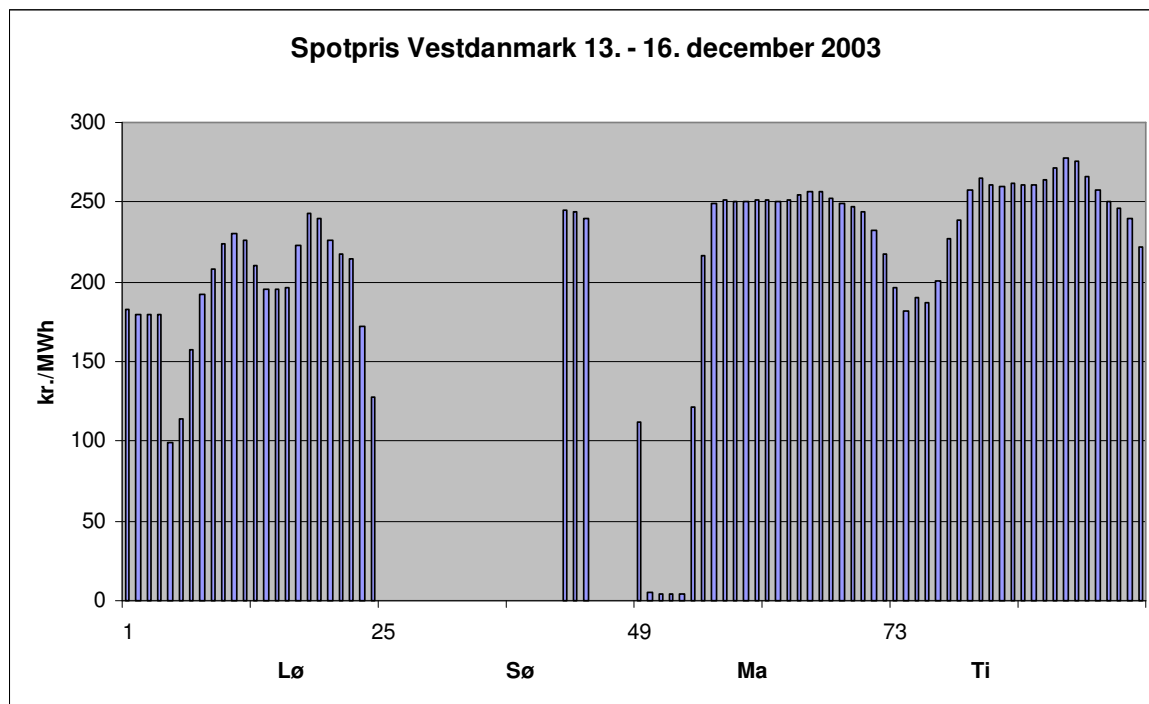


Dato	Man 14-11	Tir 15-11	Ons 16-11	Tor 17-11	Fre 18-11	Lør 19-11	Søn 20-11
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96	97-120	121-144	145-168
1	174,64	57,83	201,72	216,34	227,58	228,96	236,8
2	182,4	56,57	202,67	215,54	227,77	228,35	234,12
3	179,9	54,15	201,39	215,33	225,7	227,4	235,27
4	179,34	53,56	201,38	215,12	223,53	227,66	226,55
5	175,9	64,96	204,87	216,53	227,79	228,39	215,71
6	192,18	136,21	220,68	219,3	233,33	231,26	227,5
7	206,03	181,04	224,59	226,86	250,14	234,96	213,07
8	223,46	202,46	276,88	242,3	691,71	237,48	214,71
9	226	205,89	239,92	245,57	697,55	239,93	215,66
10	222,91	205,21	237,53	242,62	652,79	241,25	228,41
11	217,95	204,42	239,07	240,86	647,48	249,45	237,54
12	214,76	204,43	236,37	238,12	267,09	245,98	238,15
13	212,19	204,73	234,53	234	253,51	241,54	237,69
14	211,89	205,47	228	233,27	244,03	240,17	237,48
15	212,36	209,54	220,72	235,35	243,15	240,71	237,73
16	211,64	223,39	225,65	242	241,99	242,01	239,18
17	217,68	532,61	592,48	612,23	267,73	494	242,6
18	223,76	1118,09	1863,9	694,47	726,79	999,41	289,62
19	217,69	1118,01	1864,09	670,48	735,96	964,12	269,48
20	211,15	660,67	564,59	433	564,55	245,56	259,14
21	200,51	568,51	237,09	233,67	236,3	240,38	242,47
22	192,44	212,65	249,8	226,52	229,78	238,23	241,12

23	178,11	207,64	237,86	220,41	222,97	236,12	238,03
24	154,17	199,46	207,31	217,79	217,21	228,71	230,19

Bilag 2 til appendix. Eksempler på meget lave spotpriser

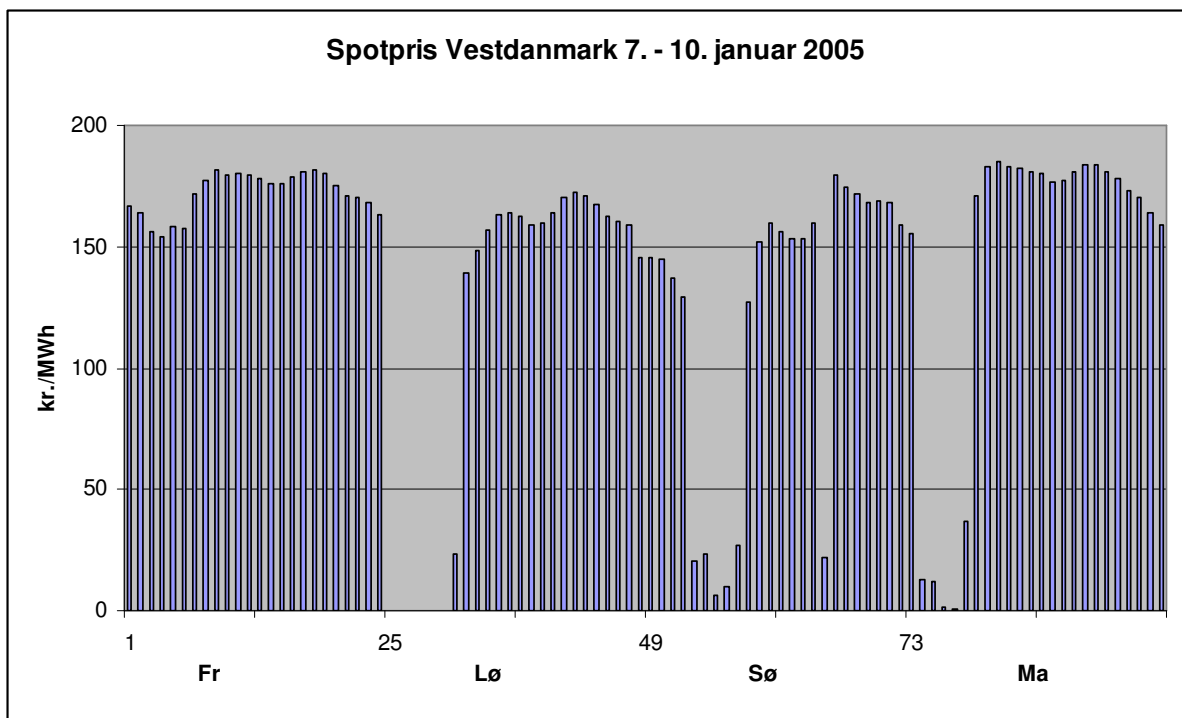
2.1 Lav spotpris i ekstremt mange timer (Vestdanmark 13. – 16. december 2003)



	Lør	Søn	Man	Tir
Dato	13-12	14-12	15-12	16-12
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96
1	182,67	0	111,84	196,78
2	179,63	0	4,96	182,16
3	179,08	0	4,64	190,66
4	179,37	0	4,47	187,13
5	99,63	0	4,48	200,25
6	114,11	0	121,87	227,32
7	157,57	0	216,86	238,55
8	192,25	0	249,25	257,94
9	208,22	0	251,25	265,44
10	224,44	0	250,67	260,42
11	230,19	0	250,51	259,6
12	226,35	0	251,85	261,82
13	209,82	0	251,24	261,08
14	195,76	0	250,67	261,11
15	195,02	0	251,55	264,38
16	196,75	0	254,65	270,96
17	223,18	0	256,9	277,73
18	242,95	245,07	256,37	275,42

19	240,2	244,32	252,31	265,77
20	226,11	239,8	249,68	257,58
21	218	0	247,57	250,42
22	214,1	0	243,52	246,22
23	172,43	0	231,92	239,78
24	128,23	0	217,29	221,72

2.2 Lav spotpris i mange timer (Vestdanmark 7. – 10. januar 2005)

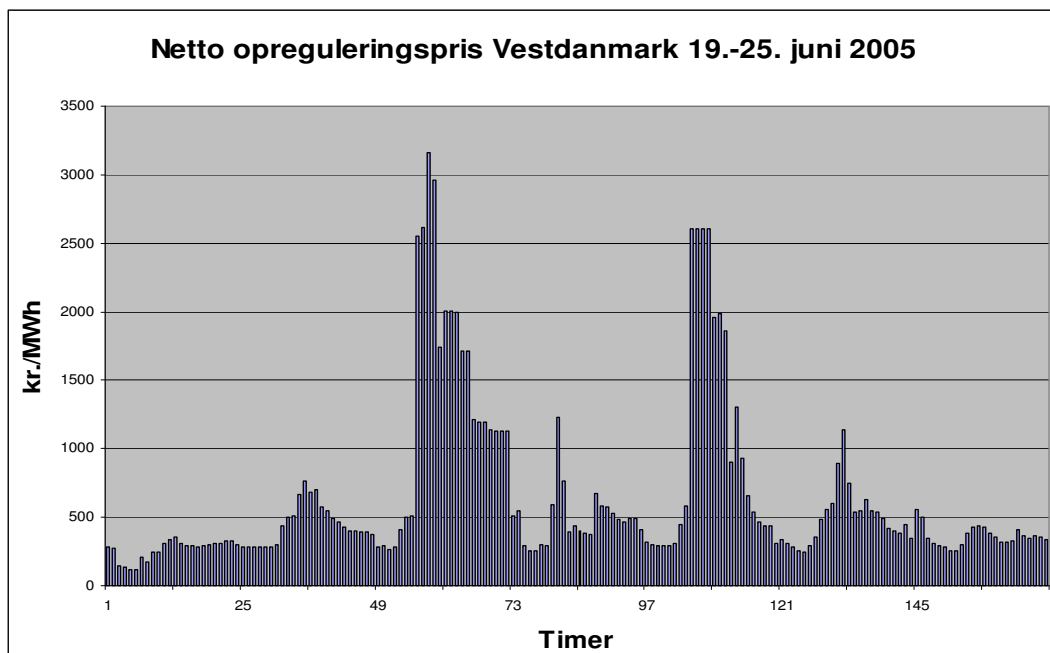


	Fre	Lør	Søn	Man
Dato	7-1	8-1	9-1	10-1
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96
1	166,95	0	145,84	155,34
2	164,23	0	144,95	12,54
3	156,33	0	136,97	12,26
4	154,06	0	129,53	1,31
5	158,61	0	20,44	0,6
6	157,57	0	23,56	36,49
7	172,05	23,21	6,65	170,82
8	177,67	139,53	9,68	183,1
9	181,38	148,69	26,93	184,88
10	179,54	156,92	127,01	182,86
11	180,15	163,45	152,12	182,41
12	179,27	164,07	159,94	181,24
13	177,78	162,32	156,18	179,87

14	175,62	158,66	153,05	176,54
15	175,68	159,87	153,03	177,04
16	178,57	164,19	159,81	181,25
17	180,85	170,54	21,66	183,58
18	181,96	172,3	179,84	183,97
19	179,92	170,82	174,89	181,17
20	175,12	167,71	171,98	177,92
21	170,96	162,86	168,33	173,06
22	170,48	160,12	168,6	170,35
23	168,54	159,12	168,07	163,86
24	163,51	145,65	159,36	158,67

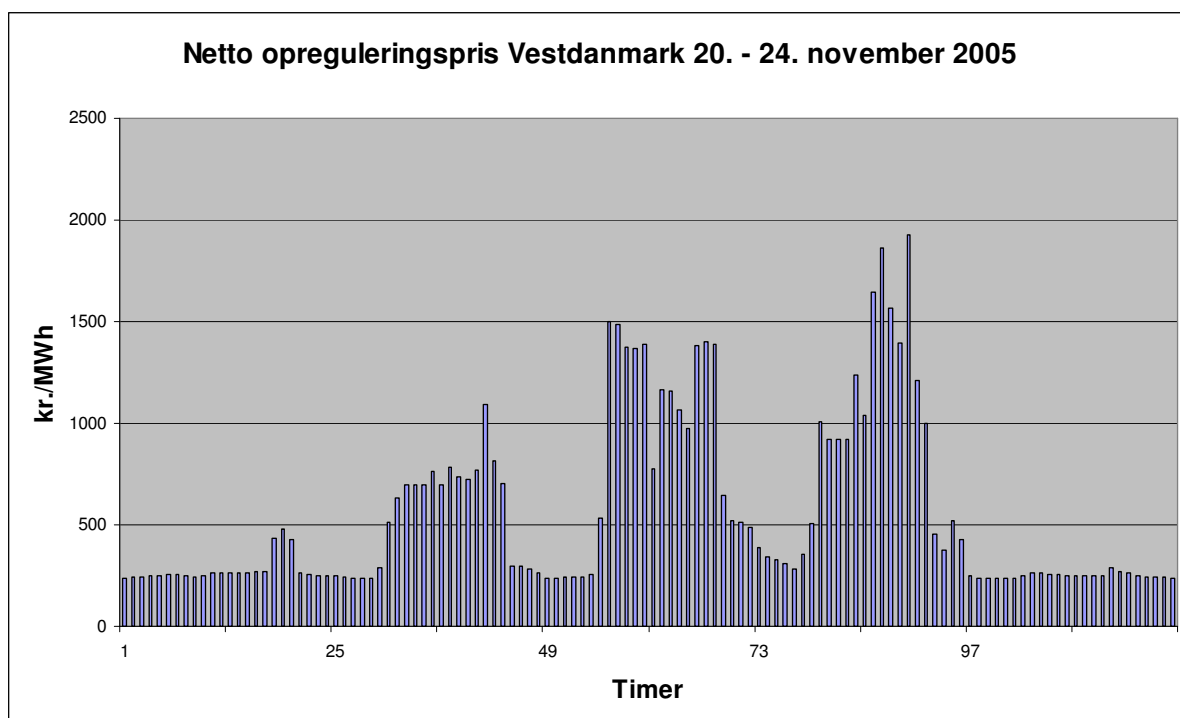
Bilag 3 til appendix. Eksempler på meget høje og lave netto elpriser (spotpris inkl. reguleringstillæg)

3.1 To eksempler på høje netto opreguleringspriser



	Søn	Man	Tir	Ons	Tor	Fre	Lør
Dato	19-6	20-6	21-6	22-6	23-6	24-6	25-6
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96	96-120		
1	285	283	281	512	321	341	554
2	269	287	292	547	299	305	499
3	143	283	267	289	293	281	342
4	133	284	280	253	291	259	311
5	122	284	411	252	294	246	290
6	122	279	504	297	314	288	287
7	208	304	514	290	444	356	255
8	176	440	2555	589	583	481	251
9	248	503	2618	1234	2606	558	304
10	248	507	3165	765	2606	603	379

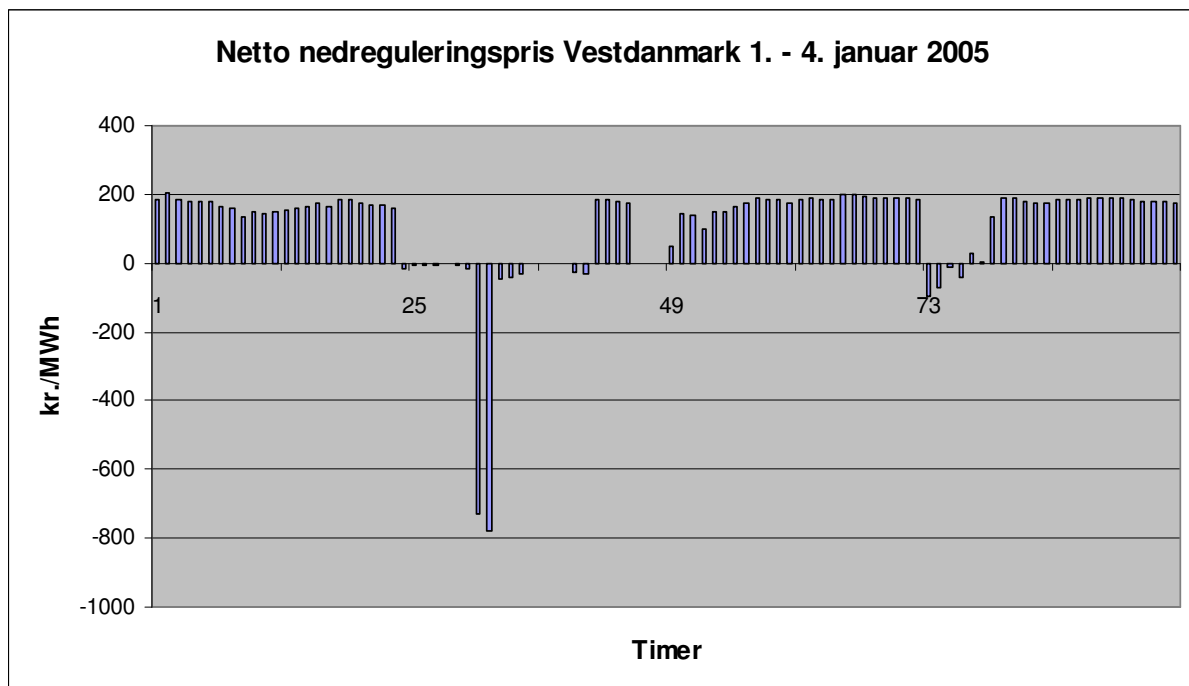
11	311	665	2958	395	2606	893	427
12	337	766	1745	440	2606	1138	435
13	356	679	2003	398	1962	743	433
14	308	703	2003	378	1984	540	385
15	287	574	1993	378	1861	547	352
16	288	543	1712	678	906	633	321
17	286	495	1712	582	1303	547	315
18	290	466	1213	570	931	536	329
19	300	429	1191	527	652	490	408
20	306	398	1191	479	537	416	362
21	308	401	1142	467	461	404	343
22	327	396	1132	491	436	386	364
23	326	391	1132	491	437	448	358
24	301	374	1132	406	309	348	336



	Søn	Man	Tir	Ons	Tor
Dato	20-11	21-11	22-11	23-11	24-11
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96	96-120
1	237	248	239	387	247
2	241	243	238	345	238
3	241	237	241	326	236
4	251	235	243	310	235
5	252	235	244	286	239
6	257	288	255	356	240
7	255	512	532	507	251
8	248	632	1500	1005	263
9	247	697	1487	923	264

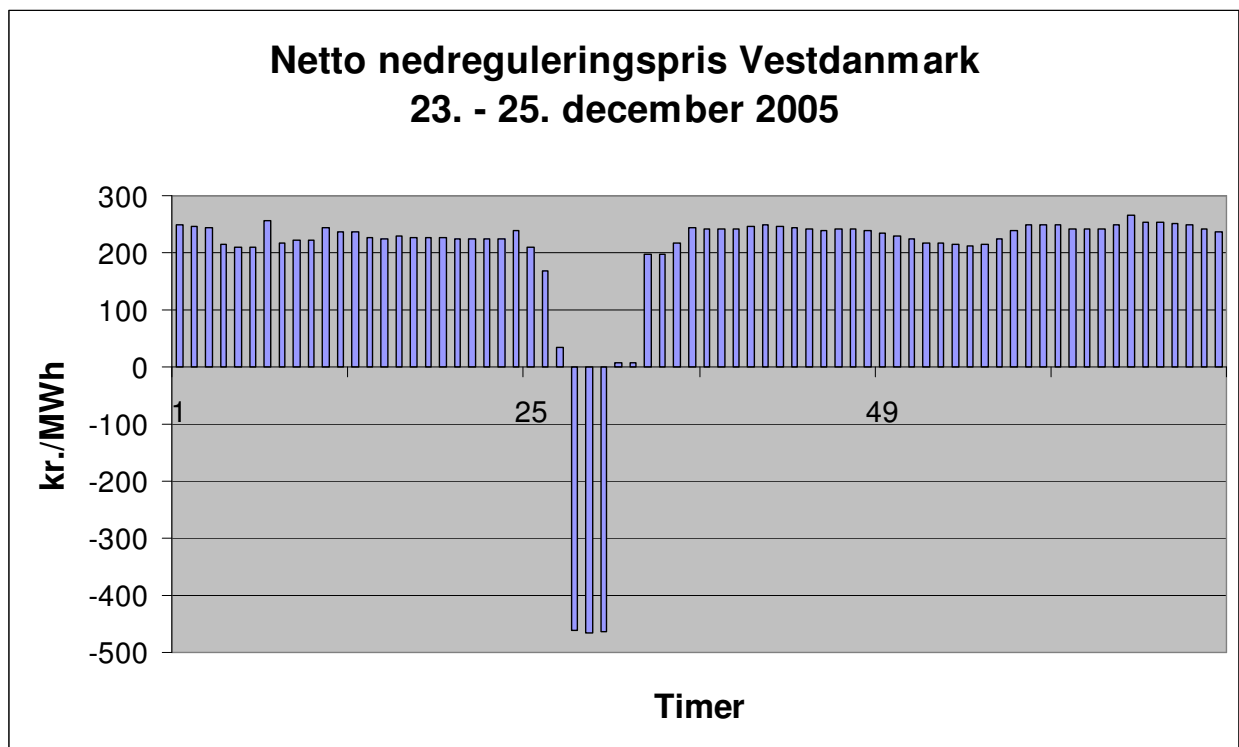
10	251	698	1376	923	258
11	261	699	1369	924	256
12	261	763	1391	1234	250
13	261	695	775	1043	248
14	261	781	1168	1644	247
15	260	740	1156	1862	247
16	269	724	1067	1568	249
17	271	770	972	1395	292
18	435	1093	1382	1926	269
19	482	818	1402	1211	262
20	426	702	1391	1000	249
21	261	296	646	456	245
22	256	294	522	376	245
23	253	281	512	523	241
24	251	262	486	430	238

3.2 To eksempler med lave netto nedreguleringspriser



	Lør	Søn	Man	Tir
Dato	1-1	2-1	3-1	4-1
Time nr.	1-24	25-48	49-72	73-96
1	184,11	-8,67	48,69	-97,82
2	202,87	-7,55	145,72	-72,73
3	182,45	-6,16	138,98	-12,57
4	180,91	-0,28	98,59	-39,09
5	180,2	-5,29	150,13	28,44
6	180,24	-18,83	151,16	3,4
7	161,65	-727,97	164,63	135,74

8	157,77	-777,84	175,99	187,32
9	132,68	-46,81	188	188,27
10	149,52	-42,92	182	177,88
11	143,99	-30	182,44	176,68
12	148,43	0	174,74	175,87
13	154,24	0	182	183,93
14	158,24	0	188	185,07
15	164,95	0	185,12	186,08
16	176,66	-26,99	185,36	189,91
17	166,41	-30	200,36	190,72
18	184,9	183,64	200,36	190,93
19	183,2	186,43	195,84	188,9
20	176,64	179,83	191,33	184,7
21	168,92	175,7	189,53	180,43
22	167,45	0	189,53	179,64
23	160,89	0	188,51	178,17
24	-15,84	0	182,48	174,08



	Fre	Lør	Søn
Dato	23-12	24-12	25-12
Time nr.	1-24	25-48	49-72
1	247,72	208,81	235,3
2	247	167,29	230,1
3	242,73	34,98	223,43
4	213,92	-461,87	216,9

5	209,27	-465	218,07
6	209,5	-463,25	213,76
7	256,53	7,99	212,74
8	218,21	7,87	213,96
9	223,06	197,34	225,17
10	223,06	197,34	238,85
11	243,6	217,73	249,95
12	236,61	244,29	249,74
13	237,06	242,5	247,85
14	227,95	241,68	241,88
15	225,24	242,12	240,75
16	229,49	245,72	240,99
17	227,81	248,21	248,55
18	227,81	246,81	266,8
19	227,81	244,59	254,84
20	225,44	242,54	252,9
21	225,1	239,55	250,07
22	225,08	240,83	247,89
23	225,08	240,76	242,66
24	239,63	239,24	235,42

Bilag 4 til appendix. Typiske data for markeder, hvor forbrugerne kan agere priselastisk

Marked	Udbyder	Min. effekt	Regulering	Rådighedstid	Varslingstid	Tid pr. aktivering	Antal aktive-ringer pr. år	Elpris
Spot	Nord Pool Spot	0,1 MWh/h	op/ned	Intet krav	10-33 timer	Fra del af time op til ca. 12 timer	Op: 10 Ned: 10-20	Op: 1.000-10.000 kr./MWh (50-200.000 kr./MW/år) Ned: 0-100 kr/MWh
Elbas	Nord Pool	1 MWh/h	op/ned	Intet krav	Min. 1 time	Fra del af time op til ca. 12 timer	Op: 10 Ned: 10-20	I snit 15 kr./MWh lavere end spotprisen
Regulerkraft	Energinet.dk	10 MW	op/ned	Intet krav	15 min.	Fra del af time til ca. 12/6 timer (op/ned)	Op: 10-20 Ned: 10-20	Op: 1.000-5.000 kr./MWh (50-200.000 kr./MW/år) Ned: -1000-100 kr/MWh
Balance	Den balanceansvarlige	Ingen	op/ned	Intet krav	Fra minutter til et døgn	Fra del af time op til flere timer	Få. Især i ekstreme situationer	5.000- 50.000 kr./MWh
Frekvensstyret normaldriftsreserve	Energinet.dk	1 MW	op og ned	Altid	Ingen	Sekunder	Næsten hele tiden	900.000kr./MW/år
Automatisk reguleringsreserve	Energinet.dk (Vestdanmark)	1 MW	op/ned	Altid	Ingen	Minutter op til 1 time	Rigtig mange	Op: 600.000 kr./MW/år Ned: 150.000 kr./MW/år
Manuel reguleringsreserve	Energinet.dk	10 MW	op/ned	Altid	15 min.	Aktiveres som regulerkraft		Op: 25.000 kr./MW/md. Ned: 15.000 kr./MW/md. Desuden energibetaling som regulerkraft
Frekvensstyret driftsforstyrrelses-reserve	Energinet.dk	?	op	Altid	5-30 sek.	Sekunder eller minutter	1000-10.000	?
Hurtig, aktiv driftsforstyrrelses-reserve	Energinet.dk (Østdanmark)	?	op	Altid	15 min.	Fra del af time op til ca. 12 timer (?)	10-20?	?
Langsom, aktiv driftsforstyrrelses-reserve	Energinet.dk (Østdanmark)	?	op	Altid	15 min.	Fra del af time op til ca. 12 timer (?)	10-20?	?