

PFV
93301



UP93

ELSAM

Vision

ELSAM vil arbejde for fortsat at være brugerejet og med forbrugeren i centrum.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være en dansk, forbrugerejet og forbrugerstyret organisation, som i et samarbejde med distributionen udbyder energitjenester baseret på el- og kraftvarme. ELSAM vil i sin virksomhed bevidst og systematisk sætte forbrugernes ønsker i højsædet.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk og samfundsbevidst.

ELSAM vil arbejde for fortsat at være demokratisk opbygget med en demokratisk valgt bestyrelse, der fastlægger de overordnede mål og rammer for virksomheden. ELSAM vil samarbejde åbent med politikere og myndigheder om løsninger til gavn for det danske samfund.

ELSAM vil være miljøbevidst.

ELSAM føler sig medansvarlig over for det lokale og globale miljø. Produktionen vil finde sted på effektive og miljøvenlige produktionsanlæg, og ELSAM vil sammen med distributionen gennemføre en effektiv energirådgivning med henblik på en optimal energianvendelse.

ELSAM vil være omkostningsbevidst og konkurrencedygtig.

ELSAM vil gennem fremsynet planlægning, bygning af moderne kraftværker, rationel drift og global adgang til brændselsmarkedet være omkostningsbevidst, effektiv og konkurrencedygtig både i Danmark og i Nordeuropa.



Foto: Gerth Hansen/BIOFOTO

**Reguleringsforhold i forbindelse
med implementering af betydelige
mængder vindkraft og decentral
kraftvarme i systemet**

Indholdsfortegnelse

Side

1.	Indledning	1
2.	Formål	3
3.	Simulering af systemet	3
3.1	Sammenligning af SIVAEls lastfordeling med køreplansprogrammets ..	4
4.	Systemets reguleringsmuligheder	5
4.1	Vinterdøgn 1993 og 2000	7
4.2	Sommerdøgn 1993 og 2000	13
4.3	Udviklingen i reguleringsreserve og overløb 1993-2000	16
5.	Krav til systemets reguleringsevne og -reserve	20
5.1	Belastningsvariationer	20
5.2	Vindmøller	22
5.3	Udfald af enheder eller udlandsforbindelser	23
5.4	Decentrale kraftvarmeværker	24
5.5	Samlet reguleringskrav til systemet	24
5.6	Sammenligning af reguleringsmuligheder og krav	26
6.	Midler til forbedring af systemets reguleringsmuligheder	27
6.1	Centrale kraftværksenheder	27
6.1.1	Reguleringsegenskaber for centrale kraftværksenheder	27
6.1.2	Overbelastningsevne	29
6.1.3	Varmeakkumulatorer	30
6.1.4	Elektrokedler/varmepumper	31
6.1.5	Varmeproduktion på friskdamp	32
6.1.6	Aflukning af varme	32
6.2	Decentrale kraftvarmeværker	33
6.3	Vindkraft	35
6.3.1	Vindkraftens forudsigelighed	35
6.3.2	Afbrydelig vindkraft	36
6.4	Udlandsforbindelser	36
6.4.1	Eksport i stedet for overløb	36
6.4.2	Uvarslet træk på udlandet	36
6.5	Lastfordeling under hensyn til systemets reguleringsevne og -reserve ..	37
6.5.1	Fordeling af reserve på flere enheder	37
6.5.2	Varmeproduktion på spidslastkedler	37

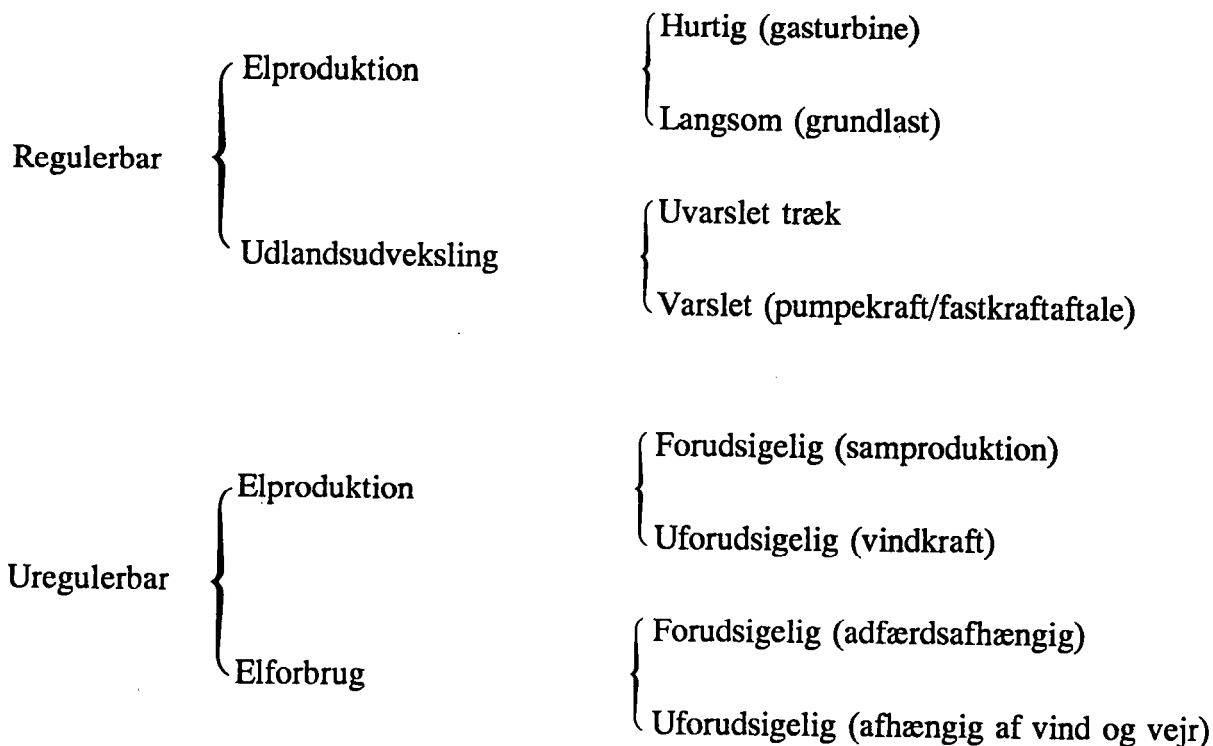
7.	Kortsigtet belastningsprognose	37
8.	Belastningspåvirkning	39
8.1	Kendskab til elforbruget	39
8.2	Teknologier til styring af elbelastningen	39
8.3	Påvirkning og/eller styring af elforbruget ved hjælp af tidstariffer	40
8.4	Påvirkning og/eller styring af elforbruget ved hjælp af dynamiske tariffer	41
9.	Konklusion	43

1. Indledning

Ved driften af elsystemet kan man skelne mellem, hvilken effekt der er regulerbar, og hvilken effekt der er uregulerbar.

Historisk set har det typisk været elproduktionssystemet, der har været regulerbart, og forbrugssystemet, der har været uregulerbart. I dag er situationen lidt mere nuanceret, idet en stor del af elproduktionen er uregulerbar (vindkraft, elproduktion, der er bundet af varmeproduktion, (samproduktion af el og varme) industriel kraftvarme m.v.).

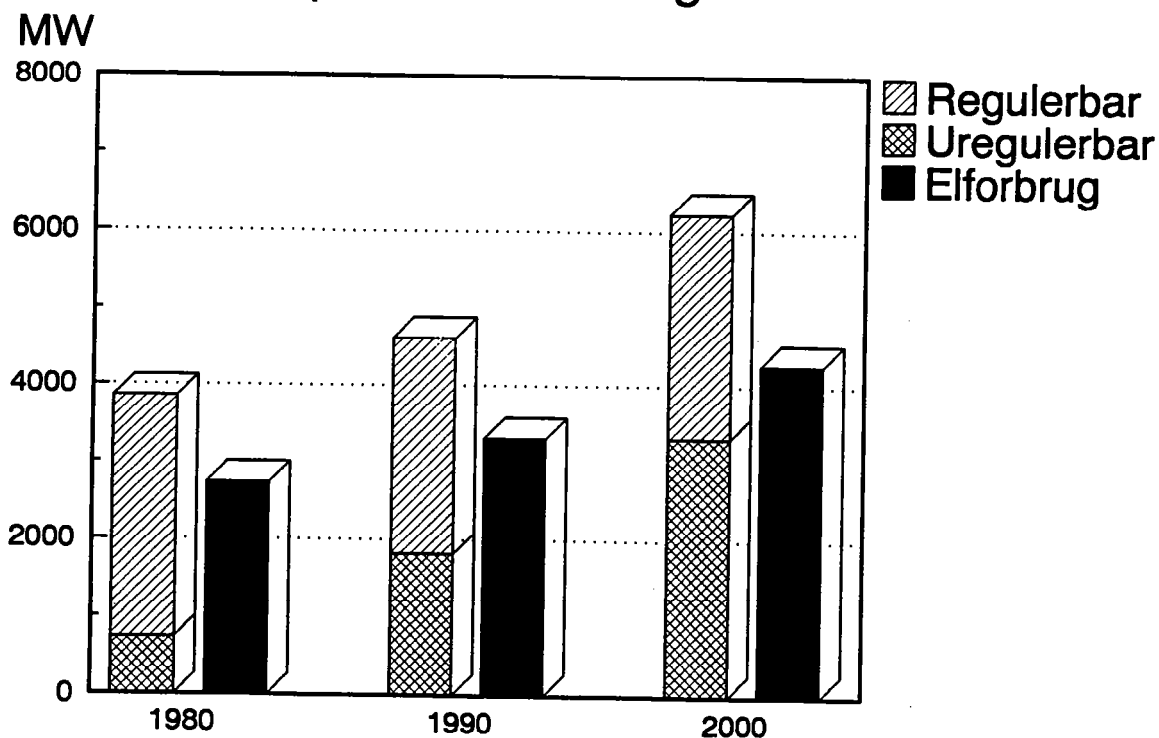
Den regulerbare og den uregulerbare del af elsystemet kan underopdeles i henholdsvis langsom-hurtig regulerende og forudsigelig-uforudsigelig. Det samlede billede bliver således:



Til billedet hører også, at der både inden for den regulerbare og den uregulerbare del af elsystemet kan opstå uforudsigelige havarier.

Nedenstående figur viser, hvorledes forholdet mellem regulerbar og uregulerbar produktion og forbruget har udviklet sig fra 1980 til 1990, og hvordan situationen forventes at blive ca. år 2000. Størrelserne er baseret på en gennemsnitsbetragtning.

Kapacitetsudvikling i ELSAM



Figur 1.1 Fordeling af produktion og forbrug.

Det fremgår af figuren, at den regulerbare del af elsystemet er nogenlunde uændret i 20-års perioden, hvorimod den uregulerbare del mere end fordobles.

For at sikre, at det også i år 2000 vil være muligt at sikre en acceptabel forsyningssikkerhed, skal man på produktionssiden gøre den regulerbare del af elproduktionen endnu mere regulerbar og gøre noget af den uregulerbare produktion regulerbar eller mere forudsigelig, men måske endnu vigtigere er det at få gjort noget af elforbruget regulerbart og resten af forbruget mere forudsigeligt.

I nærværende notat belyses problemstillingen ved beregninger med simuleringsmodellen SIVAEL, ved opstilling af krav til systemets reguleringsevne og ved vurdering af de forskellige virkemidler til forbedring af systemets reguleringsmuligheder. Efter en kort beskrivelse af formålet i afsnit 2 foretages der i afsnit 3 en sammenligning af SIVAELs beregningsresultater for 1993 med den lastfordeling, som Driftsafdelingen ville foretage med køreplansprogrammet DROPS. Sammenligningen danner grundlag for vurdering af notatets beregningsresultater og konklusioner. Derefter følger i afsnit 4 beregning af systemets reguleringsmuligheder i 1993 og 2000 for henholdsvis et vinter- og et sommerdøgn. Beskrivelsen baseres på simuleringer med SIVAEL, og modellen anvendes bl.a. til at belyse udviklingen i reguleringsreserve og overløb i den betragtede periode. I

afsnit 5 opstilles kravene til systemets reguleringsevne, og disse sammenholdes med de ved simuleringerne beregnede reguleringsmuligheder. Afsnit 6 vurderer de forskellige virkemidler til forbedring af produktionssystemets reguleringsmuligheder. Derefter følger en beskrivelse af belastningssiden, idet afsnit 7 beskriver mulighederne for at udarbejde kortsigtede belastningsprognoser, medens afsnit 8 giver en vurdering af mulighederne for i fremtiden at påvirke belastningen. Endelig drages der i afsnit 9 en konklusion på det foreliggende grundlag.

2. Formål

Af hensyn til udbygningsplanlægningen og fremtidige revisioner af kraftværksspecifikationerne er der behov for en kvantitativ vurdering af de nødvendige reguleringsmuligheder i det fremtidige system.

Problemstillingen er tidligere behandlet i notat N91/NP-731c, der påpeger, at en udbygning med mere end 500 MW vindkraft og 600-800 MW decentral produktion kan medføre, at systemet ikke kan kontrolleres med eksisterende og planlagte enheder. I samme notat anføres en række forslag til, hvorledes systemet kan tilpasses de fremtidige reguleringskrav.

Formålet med dette projekt er at få klarlagt sammenhængen mellem systemets andel af uregulerbar effekt og de øgede krav til reguleringsevne i den øvrige del af systemet. Forbrugssiden inddrages i analysen, da det er væsentligt at få undersøgt, hvilke muligheder der er for at gøre en del af elforbruget regulerbart og resten mere forudsigeligt.

Stigende krav til anlæggenes reguleringsevne og færre frihedsgrader i lastfordelingen medfører øgede omkostninger for systemet, og de økonomiske konsekvenser må derfor inddrages i vurderingen.

Ved reguleringsegenskaber forstås i det følgende dels reguleringsevne i MW/min. og dels reguleringsreserve i MW. Reguleringsbidragene fra de forskellige typer og størrelser af produktionsanlæg er både afhængige af anlæggenes tekniske muligheder og den centrale lastfordelings beordringsmuligheder.

3. Simulering af systemet

Planlægningsafdelingens simuleringsmodel SIVAEL er anvendt til beregning af systemets reguleringsevne og -reserve i henholdsvis 1993 og 2000.

Da SIVAEL er en stationær model, beregnes systemets tilstand i tidsskridt på en time uden hensyn til de dynamiske reguleringsforhold. Modellen kan derfor **ikke** anvendes til simulering af **dynamiske** forhold, men kun til at beregne systemets stationære tilstand i hvert tidsskridt. Ud fra systemets stationære tilstand kan man imidlertid beregne systemets øjeblikkelige reguleringssevne og -reserve for både op- og nedregulering.

Til beregningerne anvendes et let modificeret UP93-datasæt, idet al decentral kraft-varme og vindproduktion simuleres som **produktion**, og en del af denne fratrækkes således ikke forlods belastningen, som det normalt gøres ved UP-beregninger. Ved forlods at fratrække en del af produktionen fra de mindre kraftvarmeværker og vindmøller reduceres reguleringskravet til systemet, idet produktionen delvis kommer til at følge forbruget.

SIVAEL-modellen er primært udviklet til anvendelse i forbindelse med den langsigtede udbygningsplanlægning, og lastfordelingen kan derfor afvige fra den køreplan, der i det daglige beregnes i Driftsafdelingen. For at kunne vurdere resultatet af SIVAEL-beregningerne i nærværende arbejde, er der i det følgende foretaget en sammenligning af lastfordelingen mellem SIVAEL og lastfordelingsprogrammet DROPS. Sammenligningen foretages for det nuværende system i 1993, da SIVAEL således kan sammenholdes med den lastfordeling, som Driftsafdelingen ville have foretaget. Det er ikke ud fra sammenligningen muligt at kalibrere SIVAEL, så modellen fremover giver samme resultater som Driftsafdelingen i praksis kan opnå, men sammenligningen giver en bedre mulighed for vurdering af SIVAELs beregningsresultater for henholdsvis 1993 og år 2000.

3.1 Sammenligning af SIVAELs lastfordeling med køreplansprogrammets

Der er nogle forskelle i detaljeringsgraden i SIVAEL og køreplansprogrammet DROPS, som er det værktøj, der bruges i den daglige driftsplanlægning af ELSAM-systemet:

- SIVAEL tager ikke hensyn til tabet i transmissionsnettet i modsætning til køreplansprogrammet og giver dermed en lidt anden lastfordeling. Det giver dog ikke nogen forskel i vurderingen af reguleringskravet, da kravet er for det samlede system.
- I SIVAEL-simuleringerne er PreussenElektras andel af Enstedværkets blok 3 ikke medtaget. Det giver en tilgang af ekstra kapacitet i de perioder af dagen, hvor PreussenElektra ikke udnytter deres halvdel – typisk om natten og i weekenden. Dvs. SIVAEL undervurderer ELSAM-systemets reguleringssevne i visse lavlastperioder.

Det har ikke den store betydning, da det er i spidslast- og højlasttid, hvor kravet til opreguleringsevnen og til opreguleringskapaciteten er kritisk.

- SIVAEL medtager ikke udveksling med Flensborg. Da elproduktionen i Flensborg sker ved modtryksdrift, vil udvekslingen mellem ELSAM (SH) være afvigelsen mellem elforbruget og modtryksproduktionen i Flensborg.

For at vurdere SIVAELs lastfordeling i forhold til virkeligheden er der foretaget sammenligninger af ét vinterdøgns lastfordeling og af ét sommerdøgns lastfordeling i SIVAEL med tilsvarende lastfordelinger i køreplansprogrammet:

- Håndteringen af det opstillede reservekrav i SIVAEL er meget regelfast. Programmet kan ikke tilpasse reservekravet med et træk fra udlandet i nogle få timer for at undgå at starte en enhed.
- Håndteringen af udlandskontrakterne er også meget regelfast i SIVAEL. I Køreplansprogrammet bliver udlandsudvekslingen tilpasset den aktuelle belastningskurve. Det gør, at SIVAEL bliver nødt til at starte nogle flere enheder på visse tidspunkter for at opfylde reservekravet.
- I sin optimeringsalgoritme ser SIVAEL på den enkelte enhed i forhold til det samlede system. Derfor vil to næsten ens enheder få samme kørselsmønster i SIVAEL. Det kan som konsekvens få, at SIVAEL starter to enheder, selv om en ville være tilstrækkelig.

Alle disse 3 forhold kan give samme konsekvens, at SIVAEL nogle gange vil give for stor rullende reserve og for stor reguleringskapacitet i forhold til køreplansprogrammet.

4. Systemets reguleringsmuligheder

I dette afsnit gennemføres der beregninger for det nuværende produktionssystem 1993 og tilsvarende for systemet i år 2000. Systemernes andel af decentral kraftvarme og vind fremgår af nedenstående skema.

	Elforbrug GWh/år	Maks. belastning MW	Installeret produktionskapacitet		
			Centralt MW	Decentralt ¹ MW	Vindkraft MW
1993	19.558	3.754	4.594	246	377
2000	23.252	4.463	4.580	700	662

Det fremgår af skemaet, at den maksimale belastning fra 1993 til 2000 stiger med ca. 700 MW, medens den samlede centrale kraftværkskapacitet er uforandret. Den stigede belastning modsvares i produktionssystemet således kun af en øget decentral kapacitet på ca. 450 MW og en tilvækst i den installerede vindkraft på knap 300 MW.

Med hensyn til udlandsudvekslingen medregnes kun pumpekraftaftalens import på dagtid. Importen forbedrer reserveforholdene på dagtid, og tilbagelevering om natten ville forbedre overløbssituationen; men da vi ikke selv har valget mellem betaling og tilbagelevering på natid, kan vi ikke regne med denne mulighed.

Systemets reguleringsevne og -reserve beregnes med SIVAEL for hver time i beregningsperioden. Med udgangspunkt i disse beregninger udpeges nogle kritiske driftssituationer, hvor systemets reguleringsevne og -reserve vurderes i forhold til de reguleringskrav, der opstilles i afsnit 5.

Reguleringsevnen for de store kraftværker, der deltager i den centrale lastfordeling er sat til værdierne angivet i ELSAMs lastfordelingsdata ("Gul mappe"). I SIVAEL-beregningerne medregnes overbelastningsevnen ikke i reserven, men denne behandles særskilt i afsnit 6.1.2. Muligheden for bortkobling af fjernvarme medregnes heller ikke. Da de decentrale anlæg ikke direkte kan beordres fra den centrale lastfordeling, regnes der ikke med reguleringsbidrag fra disse.

Udlandsforbindelsernes reguleringsmuligheder indregnes ikke direkte i systemets reguleringsevne, men da der ved ledig kapacitet på jævnstrømsforbindelserne er mulighed for støttekraft fra Norge og Sverige, skal disse indgå i vurderingen af den nødvendige reserve. Omfanget af overløb og uvarslet træk på udlandet anvendes i stedet som mål for systemgodheden med hensyn til reguleringsevne og -reserve. Kriterierne for tilfældig udveksling med udlandet er således en vigtig faktor for bestemmelsen af, hvor meget reguleringsevne og -reserve der til ethvert tidspunkt skal være i systemet. Aftaler om fælles reserve i f.eks. Nordel-samarbejdet skal naturligvis samtidig overholdes.

¹ De decentrale anlæg indgår i simuleringerne med 90% af den installerede kapacitet, idet der forlods fra-trækkes 10% til havarier.

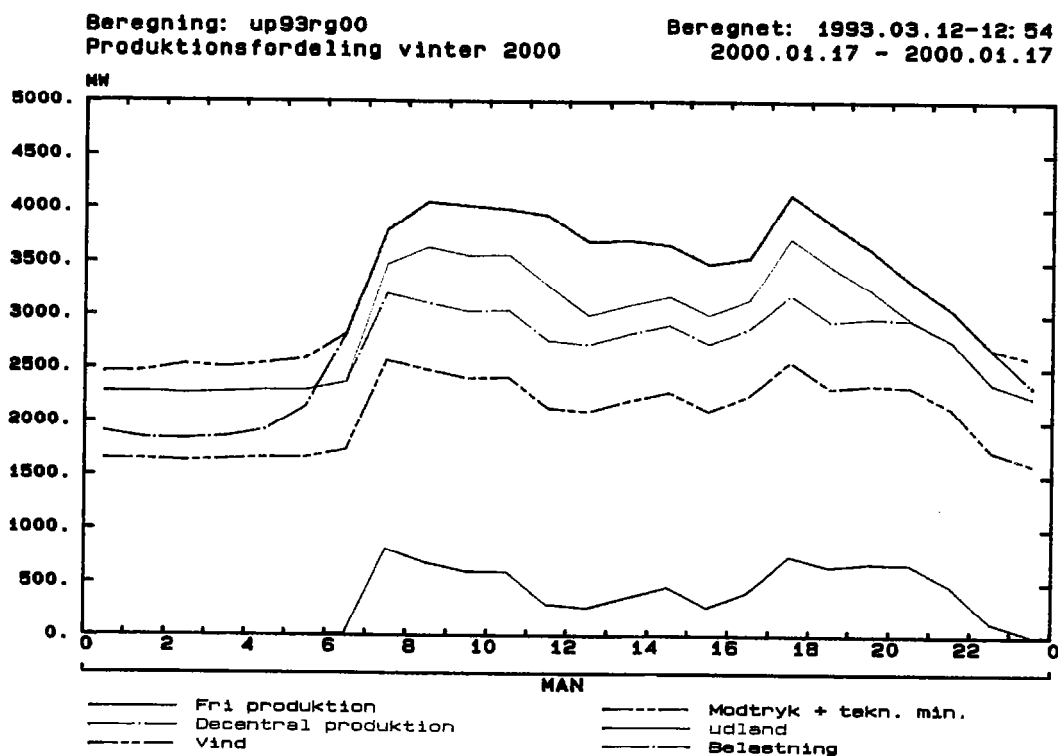
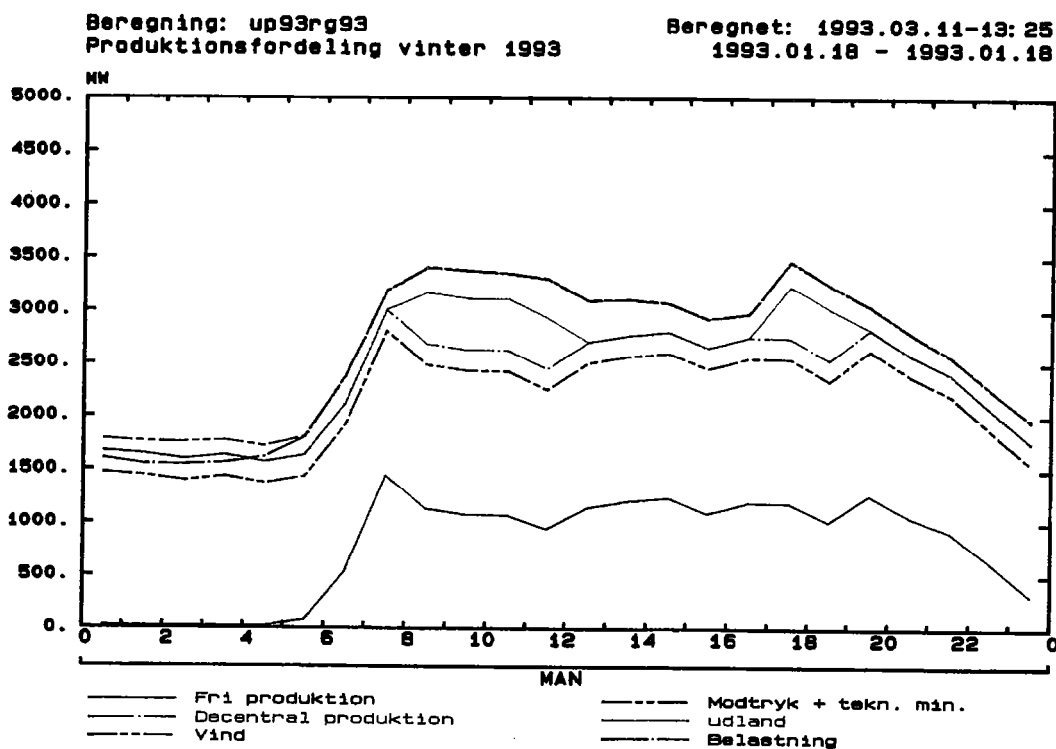
De forskellige "elleverandørers" mulighed for i fremtiden at deltage i reguleringsarbejdet vurderes i afsnit 6.

4.1 Vinterdøgn 1993 og 2000

Der vælges i første omgang at se på et vinterdøgn med stor varmebunden produktion og en stor vindkraftproduktion. Med denne produktionsfordeling fortrænges en stor del af den regulerbare effekt, og der opstår allerede i det nuværende system eloverløb om natten.

Kurverne i plottet er beregnet som følger og er summerede i den angivne rækkefølge:

Fri produktion:	Den frie elproduktion udgøres af kondensproduktion + den nedregulerbare del af udtagsproduktionen.
Modtryk + tekn.min.:	Den varmebundne del af den centrale produktion udgøres af modtryksproduktionen + teknisk minimum for udtagsenhederne.
Decentral prod.:	Den samlede decentrale produktion, der her er konstant gennem døgnet med henholdsvis 221 MW i 1993 og 629 MW i 2000 (90% af installeret effekt).
Udland:	Pumpekraftaftaler uden tilbagelevering.
Vind:	Vindkraften, der midt på dagen når op på den installerede kapacitet på ca. 380 MW i 1993 og ca. 670 MW i år 2000.
Belastning:	Systemets samlede elbelastning. I 1993 er det årlige elforbrug 19.558 TWh og i 2000 23.252 TWh, svarende til en maksimal belastning på denne vinterdag på henholdsvis 3.472 MW og 4.127 MW.

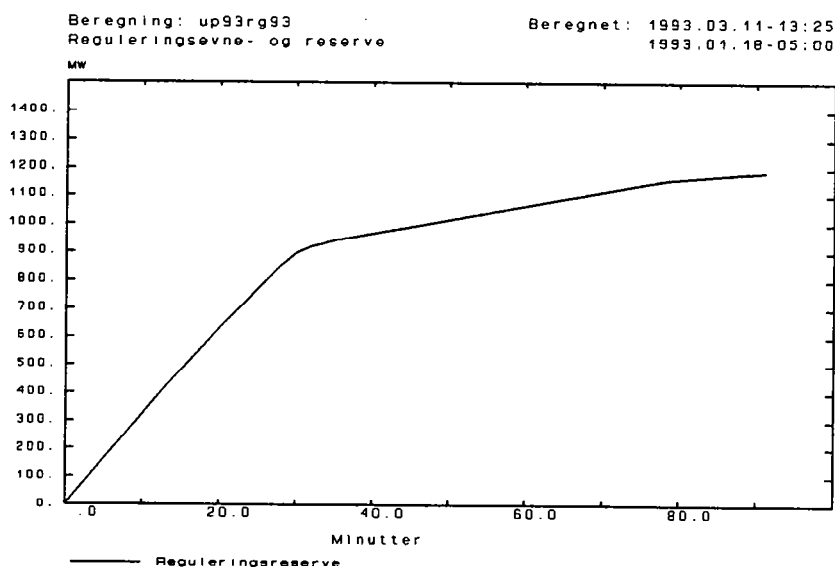


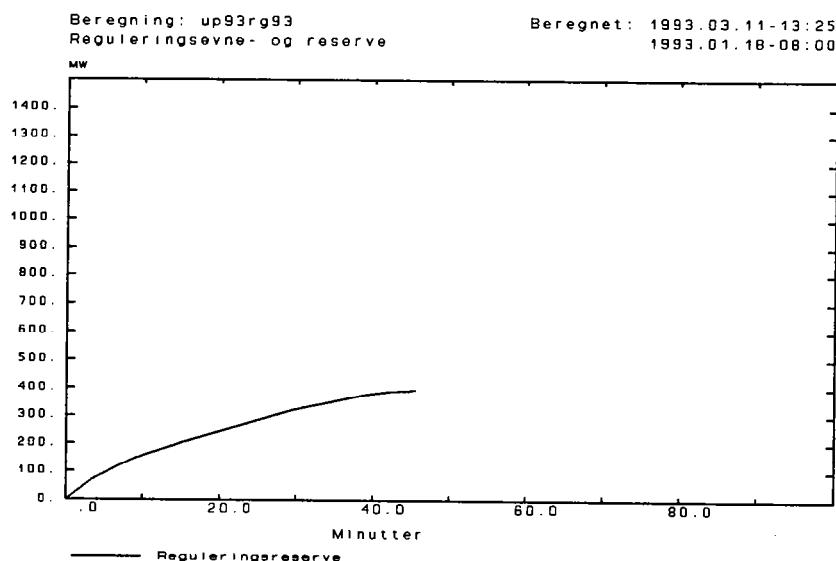
Figur 4.1.1 Produktionsfordeling for henholdsvis mandag den 18. januar 1993 og mandag den 17. januar 2000

Det fremgår, at der begge år opstår overløb om natten, idet den samlede produktion i lavlastperioden overstiger belastningen. I 1993 er der et overløb på ca. 200 MW i 4-5 timer, medens overløbet i det tilsvarende døgn år 2000 er vokset til over 600 MW i 6-7 timer. Det fremgår ligeledes, at døgnets frie elproduktion er blevet halveret, medens den varmebundne produktion og vindkraften er forøget.

I SIVAELs lasfordeling er der hverken regnet med omkostninger eller indtægter i forbindelse med eloverløbet. Hvis eloverløbet ikke kan afsættes uden omkostninger, kan det være nødvendigt at lavlaststoppe nogle enheder og dermed påføre systemet øgede start-/stopomkostninger.

Med udgangspunkt i de enkelte enheders reguleringsevne og -reserve kan systemets samlede reguleringsmuligheder beregnes for hver time.





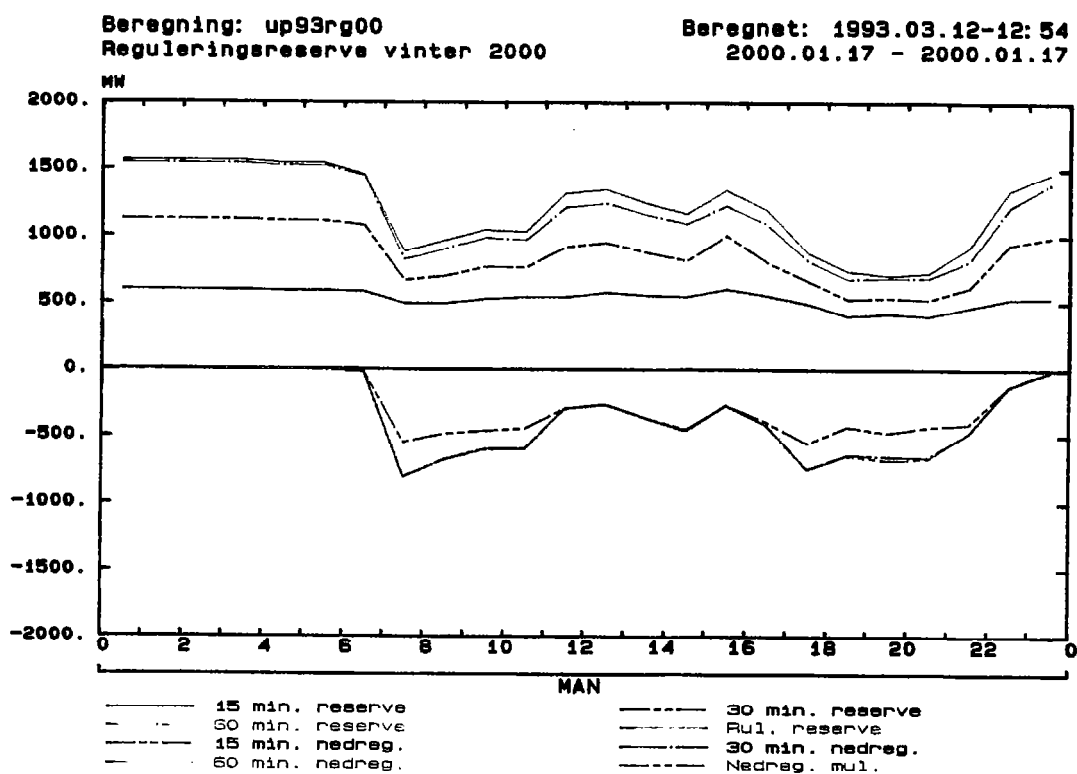
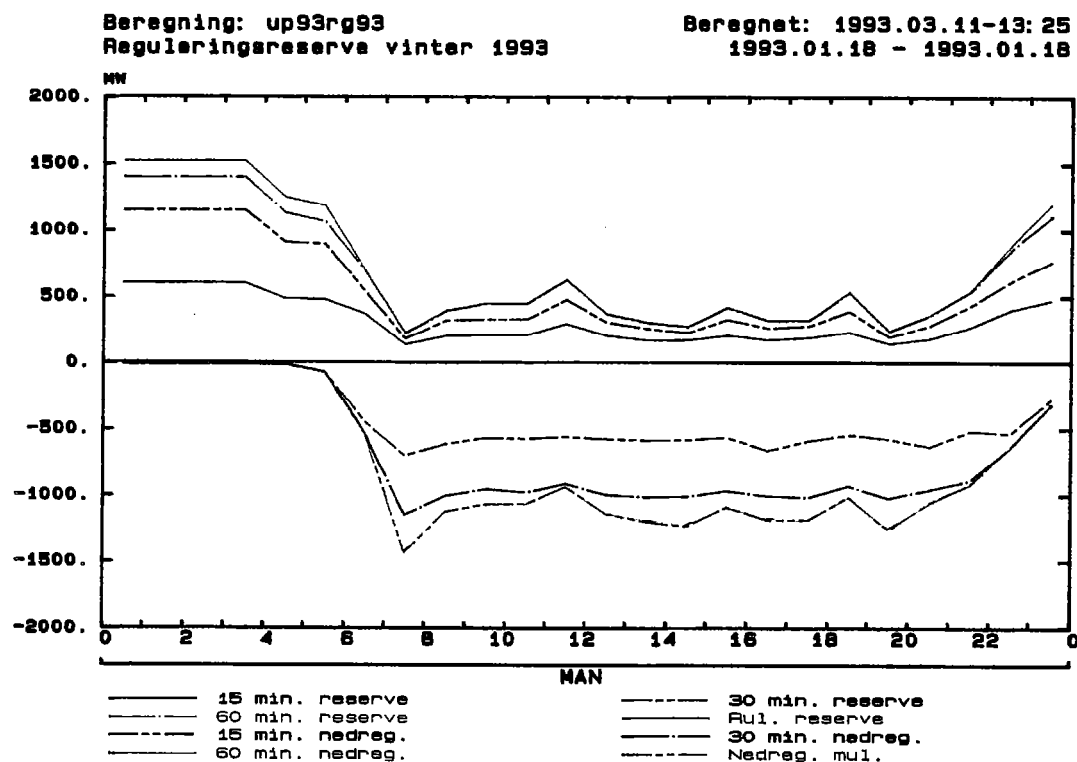
Figur 4.1.2 *Reguleringskarakteristik for systemet mandag den 18. januar 1993 kl. 05:00 og 08:00.*

Figuren viser eksempler på systemets reguleringskarakteristik udtrykt som den regulerede effekt (MW) som funktion af tiden ved maksimal opregulering af samtlige enheder. Kurverne er vist for kl. 05:00 og 08:00, og det fremgår heraf tydeligt, at både reguleringssevnen og -reserven reduceres betydeligt under morgens opregulering.

Da SIVAEL regner i tidsskridt på én time, svarer hver kurve til systemets tilstand i en given time, og der skal således angives 24 kurver for at beskrive blot et enkelt døgn. I bilag 1 findes kurverne svarende til figur 4.1.2 for et vinterdøgn i henholdsvis 1993 og år 2000.

Reguleringskravet til systemet udtrykkes ofte som et antal MW, der skal udreguleres inden for et bestemt tidsinterval, og reguleringsmulighederne kan derfor bedre anskueliggøres ved kurverne i figur 4.1.3, hvor både op- og nedreguleringsmuligheder er vist for henholdsvis 15, 30, 60 min. og i alt.

Kurverne illustrerer tydeligt sammenhængen mellem belastningsvariationen og systemets reguleringsmuligheder. I lavlastperioden er opreguleringssevnen betydelig, men nedreguleringsmulighederne er opbrugt, og der opstår overløb. Ved spidslastperiodens start om morgenen forekommer der et kraftigt dyk i opreguleringssevnen, idet belastningsstigningen udnytter den største del af reserven.



Figur 4.1.3 Reguleringsreserve for mandag den 18. januar 1993 og mandag den 17. januar 2000

Sammenholdes figurene for 1993 med år 2000 fremgår det overraskende nok, at opreguleringsmulighederne i dette døgn er væsentlig bedre i år 2000 end i 1993. Opregeringsmuligheden inden for 15 min. ligger i dagtiden 1993 på ca. 200 MW, medens den i år 2000 er øget til ca. 500 MW. Årsagen til denne udvikling skal bl.a. søges i størrelsen af de regulerbare centrale enheder og disses varmebinding. De mindre enheder, der i 1993 anvendes som reguleringsværker, er i år 2000 erstattet af de 2 nye enheder på hver 415 MW. Varmebehovet i de enkelte kraftvarmeområder dækkes af store grundlastenheder, der giver anledning til en meget stor rullende reserve. Man bør her være opmærksom på at figurene er baserede på SIVAEL-beregninger, der ifølge sammenligningen med køreplanprogrammet i afsnit 3.1, generelt kører med en større reserve.

I SIVAEL-beregningerne er kravet om rullende reserve sat til 2%, der de pågældende vinterdøgn svarer til maks. 69 MW i 1993 og 83 MW i år 2000. Af figur 4.1.3 ses, at reserven de samme døgn ikke når under henholdsvis 225 MW og 700 MW. Det er således ikke reservekravet, men varmebindingen og den økonomiske lastfordeling, der er bestemmende for den resulterende reserve.

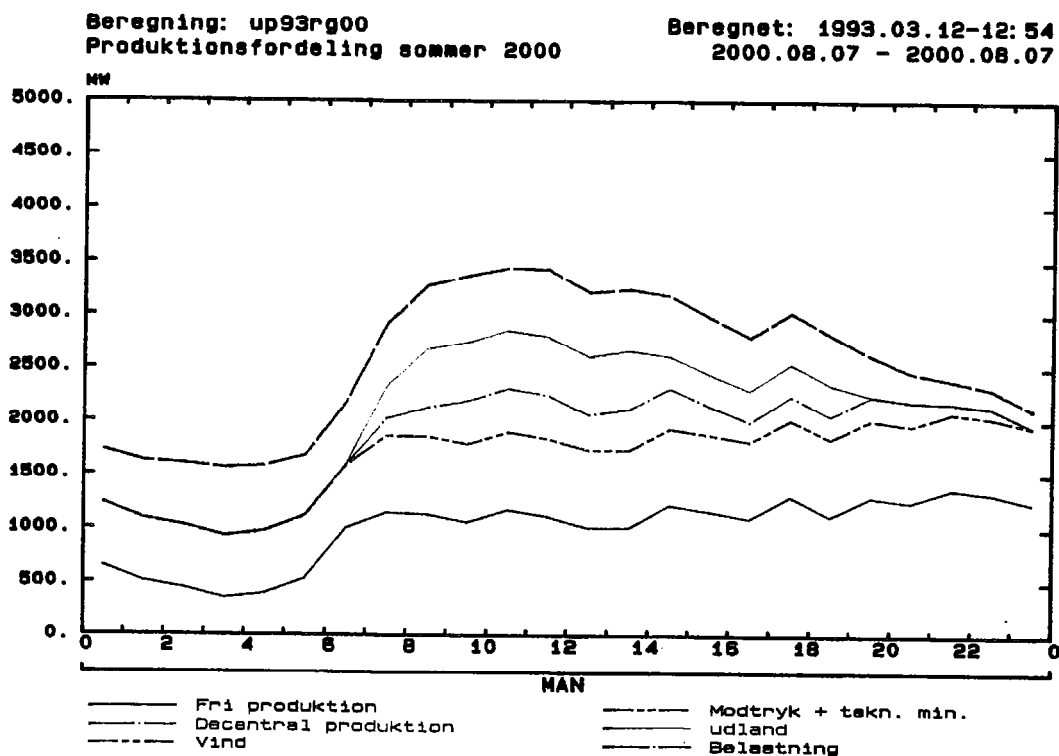
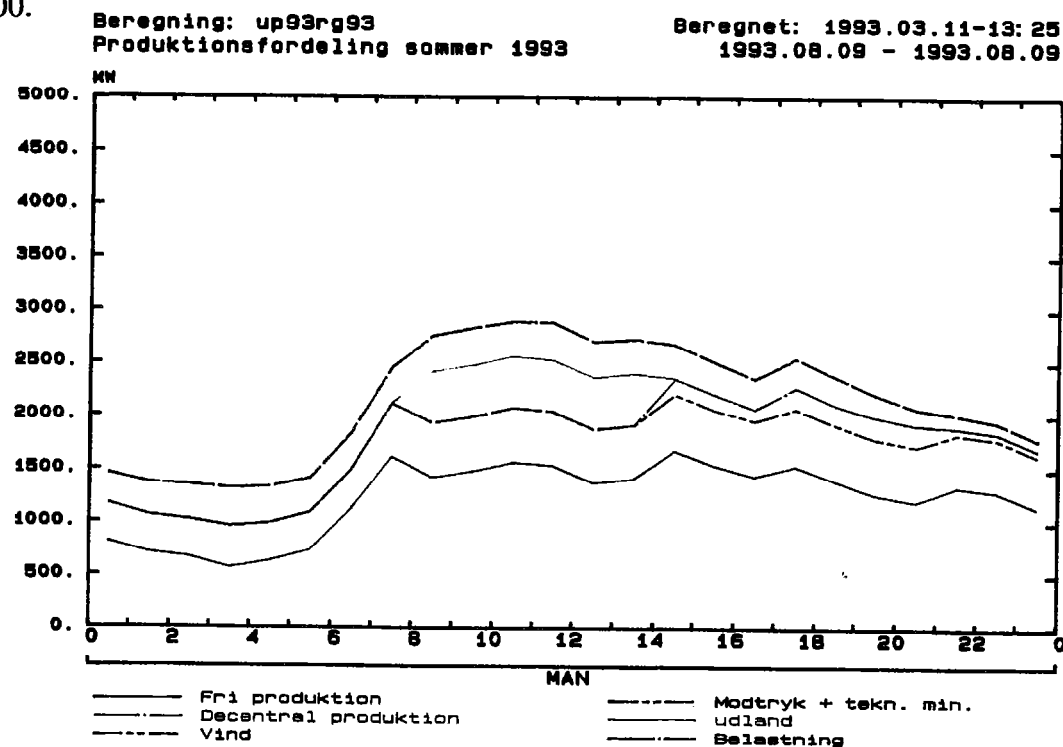
Udviklingen i elbelastning og produktionsfordeling kl. 08:00 for de udvalgte vinterdøgn fremgår af følgende skema:

	1993		2000	
	MW	%	MW	%
Belastning	3.408	100	4.052	100
Centrale værker	2.465	72	2.486	61
Decentrale værker	221	7	629	16
Vind	238	7	418	10
Udland	485	14	519	13

Effekten fra de centrale værker er stort set uforandret regnet i MW, men andelen falder fra 72% til 61% af belastningen. På de centrale værker er der i 1993 en rullende effekt på 3.132 MW, medens der i år 2000 er startet 3.821 MW for at producere ca. samme effekt og dække reservekravet på 2%. Samtidig med, at eleffekten fra de centrale enheder på det udvalgte tidspunkt er uforandret, er kraftvarmeproduktionen fra de samme enheder steget fra 1.867 MJ/s til 2.588 MJ/s.

4.2 Sommerdøgn 1993 og 2000

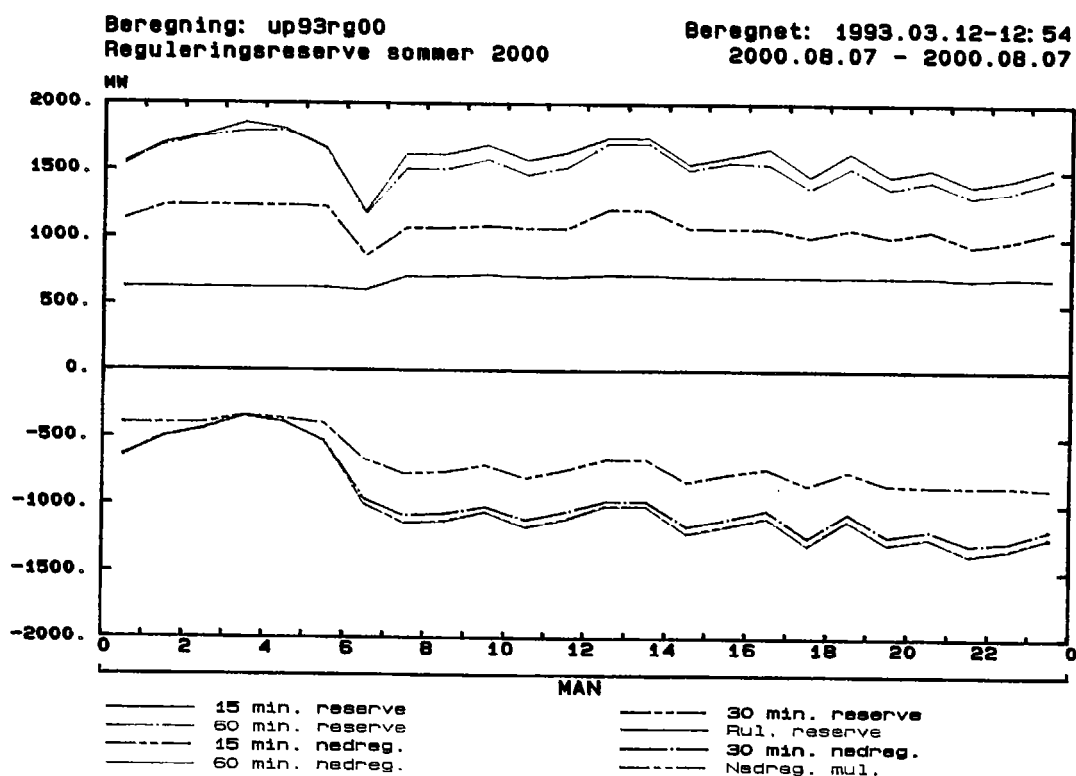
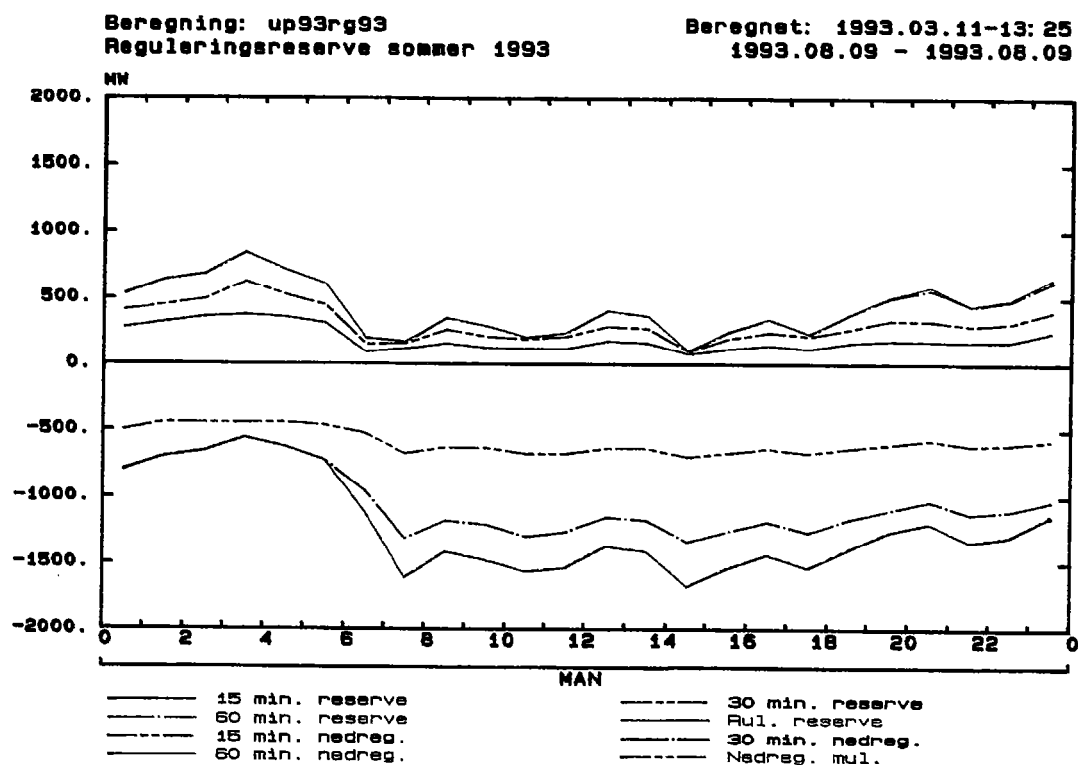
Produktionsfordelingen en sommerdag er i figur 4.2.1 vist for henholdsvis 1993 og år 2000.



Figur 4.2.1 Produktionsfordeling for henholdsvis mandag den 9. august 1993 og mandag den 7. august 2000. Kurverne er beregnede som i figur 4.1.1.

Den varmebundne produktion er naturligvis her væsentlig mindre end om vinteren, og det giver sig udtryk ved, at der her er fri produktion igennem hele døgnet, og der forekommer derfor ingen eloverløb. Den frie produktion er dog fra 1993 til 2000 reduceret med ca. en tredjedel.

De decentrale kraftvarmeværker, der her alle er forsynede med varmeakkumulatorer, producerer varmen på de tidspunkter, hvor elproduktionen er mest værd for systemet. SIVAEL udnytter således fuldt ud muligheden for at bestemme de decentrale kraftvarmeværkers køreplan for både store og små anlæg. Det skønnes dog ikke at have større betydning for reguleringsforholdene, at også produktionen fra de mindre decentrale anlæg placeres, hvor behovet er størst.



Figur 4.2.2 Reguleringsreserve for mandag den 9. august 1993 og mandag den 7. august 2000

I modsætning til vinterdøgnene er der her nedreguleringsmulighed igennem hele døgnet, og denne er kun i begrænset omfang reduceret fra 1993 til 2000. Opreguleringsreserven er derimod øget betydeligt, idet 15-min. reserven er steget fra 100-200 MW i 1993 til omkring 700 MW i år 2000. Tilsvarende er den samlede rullende reserve i dagtid steget fra 200-300 MW til over 1.500 MW.

Heller ikke om sommeren er det således reservekravet på 2%, der bestemmer den resulterende rullende reserve.

Udviklingen i elbelastning og produktionsfordeling kl. 08:00 for de udvalgte sommerdøgn fremgår af følgende skema:

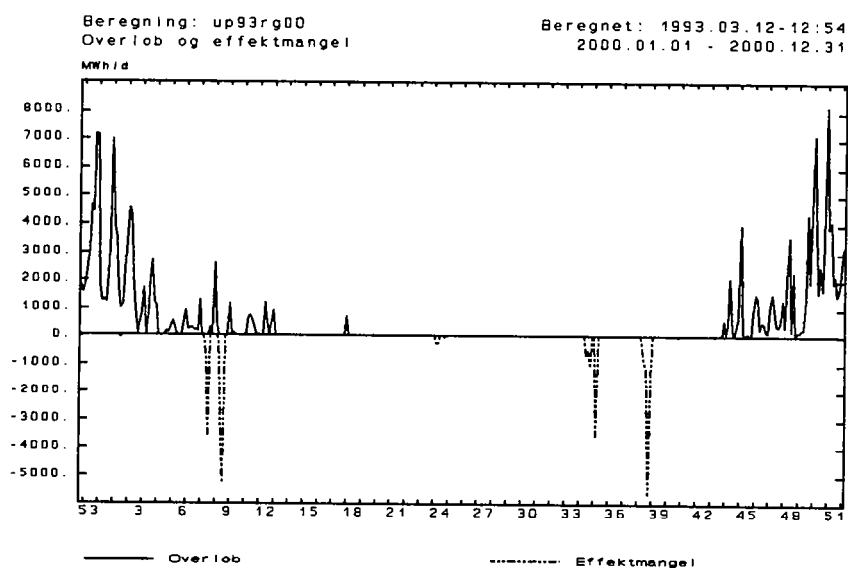
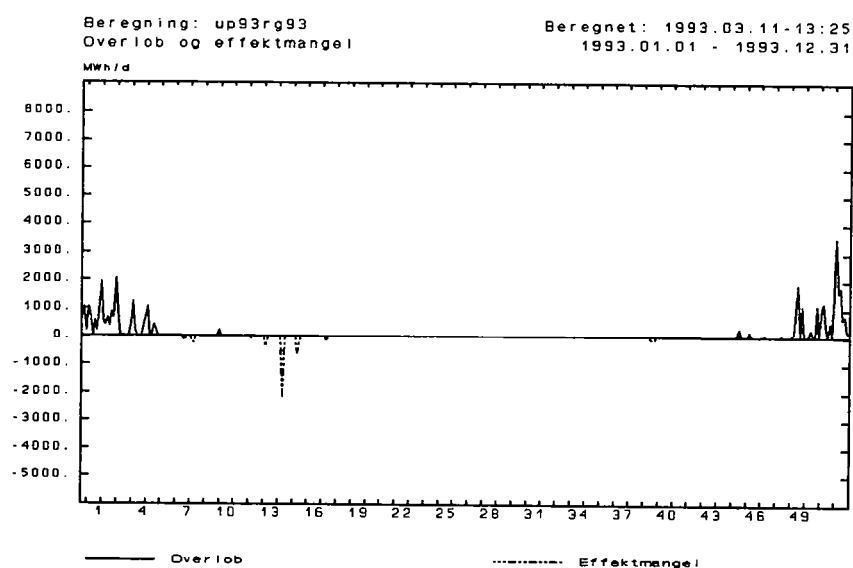
	1993		2000	
	MW	%	MW	%
Belastning	2.756	100	3.277	100
Centrale værker	1.927	70	1.862	57
Decentrale værker	0	0	270	8
Vind	344	12	604	18
Udland	485	18	541	17

Elproduktionen fra de centrale værker er på dette tidspunkt i absolut værdi reduceret en smule, og andelen af belastningen er faldet fra 70% til 57%. De centrale værkers varmereproduktion er i samme time vokset fra 346 MJ/s til 474 MJ/s. De decentrale kraftvarmeværkers produktion er i det udvalgte døgn i 1993 placeret senere på dagen.

Denne meget kraftige stigning i den rullende reserve skyldes udviklingen i størrelsen på kraftvarmeværkerne, forøgelsen af den decentrale produktion og vindkraften.

4.3 Udviklingen i reguleringsreserve og overløb 1993-2000

Af det foregående afsnit fremgår det, at SIVAELs lastfordeling giver anledning til en betydelig forøgelse af overløbet og den rullende reserve i den betragtede tidsperiode. I nedenstående figur ses overløbets omfang og fordeling på året.



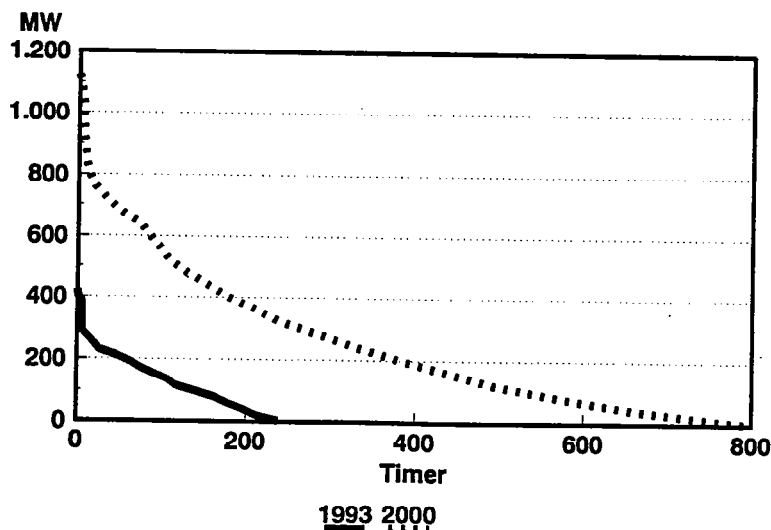
Figur 4.3.1 Eloverløb og effektmangel i henholdsvis 1993 og 2000.

Figuren viser en betydelig forøgelse af eloverløbet, der tydeligvis hænger sammen med den større kraftvarmebinding om vinteren og den forøgede vindkraftandel. I nedenstående skema sammenlignes el- og varmeproduktionerne fra de forskellige produktionskategorier i de to år.

	1993	2000
EL:	GWh	GWh
Central	16.479	16.928
Decentral	1.392	3.984
Vind	754	1.316
Udland	1.023	1.300
Effektmangel	5	30
Eloverløb	-38	-198
El i alt	19.615	23.360
VARME:	TJ	TJ
Central	39.842	41.574
Decentral	7.953	22.763
Fjernvarme	7.090	10.581
Varme i alt	54.885	74.918

Det er værd at bemærke, at el- og varmeproduktionen på de centrale værker stort set er uforandret fra 1993 til 2000, mens den decentrale kraftvarmeproduktion næsten tredobles, og vindkraftproduktionen næsten fordobles.

Eloverløbets absolutte værdi femdobles til ca. 200 GWh svarende til 0,85% af det samlede forbrug. Varighedskurver for eloverløb er vist i følgende figur.



Figur 4.3.2 Varighedskurver for eloverløb 1993 og 2000.

Det er tidligere nævnt, at udviklingen i reguleringsreserve og eloverløb skyldes en kombination af mange selvstændige kraftvarmeområder med få store kraftvarmeværker. De store centrale kraftvarmeværker er udlagt som grundlastværker, der af økonomiske årsager også helst skal køre igennem lavlastperioderne. Med en unit commitment, der lader grundlastenhederne køre igennem fås et stort eloverløb, en stor reguleringsreserve og en dårlig udnyttelse af enhederne. I nedenstående skema er udnyttelsen af de forskellige blokstørrelser beregnet. Udnyttelsesprocenten er beregnet som forholdet mellem benyttelsestiden og antallet af timer i året. Gennemsnitlig last er beregnet som forholdet mellem benyttelsestiden og driftstiden for det pågældende anlæg.

	Udnyttelse		Gennemsnitlig last	
	1993	2000	1993	2000
Blokstørrelse				
250-300 MW	37%	28%	55%	46%
350-400 MW	61%	53%	79%	66%
400 MW -	-	60%	-	78%
Ovennævnte i alt	51%	46%	69%	62%

Den gennemsnitlige last falder for de større blokke (> 250 MW) fra 69% til 62%. Virkningsgraderne for alle de centrale anlæg er beregnet til:

	1993	2000
Elvirkningsgrad	36%	37%
Totalvirkningsgrad	60%	62%

Der er således opnået en lille forbedring af de centrale enheders virkningsgrad, men denne er lille i forhold til den store mængde ny grundlast, der er tilført systemet.

Da eloverløbet samtidig er vokset fra 0,2% til 0,85% af forbruget, reduceres gevinsten med 0,5 procentpoint.

Udviklingen fra 1993 til 2000 giver med SIVAELs lastfordeling en forbedring af opreguleringsreserven, men samtidig en betydelig vækst i eloverløbet. Den store rullende reserve giver en dårlig udnyttelse af de lidt ældre grundlastenheder, idet deres gennemsnitlige last er lav. En reduktion af overløbet vil i et uændret produktionssystem kunne opnås ved at lavlaststoppe en eller flere af kraftvarmeenhederne og lægge noget af varmeproduktionen over på fjernvarmekedler, dette medfører øgede start/stopomkostninger og øgede omkostninger til varmeproduktionen.

Når de beregnede reguleringsreserver senere skal sammenlignes med de opstillede krav, er det vigtigt at bemærke, at SIVAEL ikke medregner overbelastningsevne, bortkobling af varme og mulighed for støttekraft.

5. Krav til systemets reguleringsevne og -reserve

Følgende beskrivelse af kilderne til reguleringskrav svarer principielt til den tilsvarende beskrivelse i notat N91/NP-731c, men talværdierne er ændrede, bl.a. fordi der her regnes på systemet i 1993 og 2000.

Problemerne i forbindelse med henholdsvis op- og nedregulering er væsentlig forskellige, idet opreguleringsproblemerne primært er af dynamisk karakter – begrænsninger i reguleringsevnen (MW/min.), medens nedreguleringsproblemerne næsten udelukkende er af stationær karakter, idet der som følge af stor kraftvarmebinding og vindkraftandel opstår eloverløb. Opreguleringsproblemerne er fortrinsvis af teknisk karakter, medens overløbsproblemerne mere er af økonomisk art, idet de umiddelbart kan undgås ved en anden og dyrere lastfordeling, f.eks. ved stop af kraftvarmeenheder og varmeproduktion på spidslastcentraler.

5.1 Belastningsvariationer

Belastningsvariationen følger den velkendte døgnkurve, der i bilag 2 er vist for henholdsvis en vinter- og en sommerdag i 1992.

Af døgnkurverne fremgår det, at de største gradienter forekommer i forbindelse med belastningsstigningen om morgenen. Belastningens fald om aftenen sker med væsentligt mindre gradienter, og problemer i forbindelse med nedregulering skyldes ikke så meget begrænsninger i systemets reguleringsevne (MW/min.), men snarere mangel på nedreguleringsreserve (MW).

Med gode prognoser er det normalt ikke vanskeligt at opfylde reguleringskravene i forbindelse med belastningsændringer, idet systemet kan forberedes på reguleringsarbejdet. Ved prognosefejl stilles væsentlig større krav til systemet, og f.eks. kan en fremrykning af forbrugsstigningen pga. vejrændringer give anledning til store produktionsafvigelser.

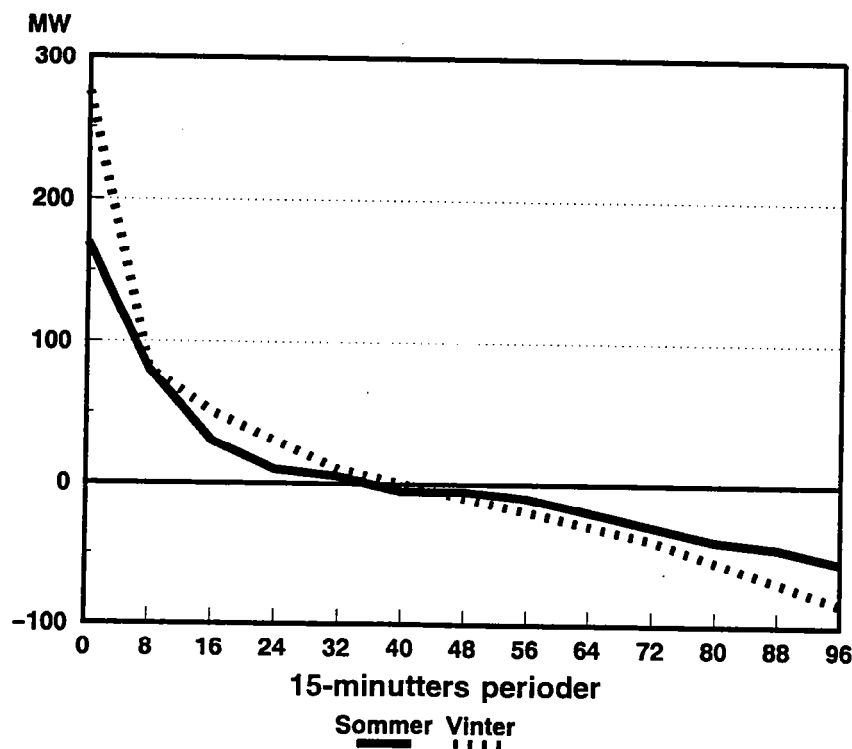
Af døgnkurverne fra 1992 i bilag 2 fremgår det, at den største belastningsstigning forekommer en vintermorgen omkring kl. 07:00 og er på ca. 21 MW/min. over 15 min., mens den gennemsnitlige gradient fra kl. 05:00 til kl. 08:00 er ca. 8 MW/min. Om sommeren er de tilsvarende gradienter henholdsvis 14 MW/min. og 6 MW/min.

Fremskrives døgnkurverne med udviklingen i elforbruget til 1993 og 2000 fås de i skemaet viste værdier.

	1992		1993		2000	
Belastning i GWh:	19.047		19.558		23.252	
	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
MW/m i 15 min.:	21,0	14,0	21,6	14,4	25,6	17,1
MW/m i 3 timer:	8,0	6,0	8,2	6,2	9,8	7,3

Ovenstående fremregning forudsætter, at døgnkurven i år 2000 har samme form som i dag.

I figur 5.1.1 er belastningsændringen over 15 min. udtrykt som en varighedskurve. Kurverne gælder for de udvalgte døgn i 1992.



Figur 5.1.1 Varighedskurve for belastningsændringer over 15 min.

Det ses, at stigningerne i belastningen er væsentlig kraftigere end faldene, og at de kraftige ændringer kun forekommer i ganske få 15-min. perioder. Ved at vælge den maksimale belastningsstigning som dimensionsgivende for reguleringskravet skulle man således være godt dækket ind.

I afsnit 8 behandles udviklingen i belastningskurverne mere indgående, og muligheden for at påvirke disse vurderes.

5.2 Vindmøller

I modsætning til belastningsvariationen er det endnu ikke muligt at udarbejde gode prognoser for vindkraftproduktionen. Systemet kan således ikke ud fra prognoser forberedes på reguleringsarbejdet, men skal med udgangspunkt i den øjeblikkelige vindkraftproduktion have den fornødne op- og nedreguleringsreserve til rådighed.

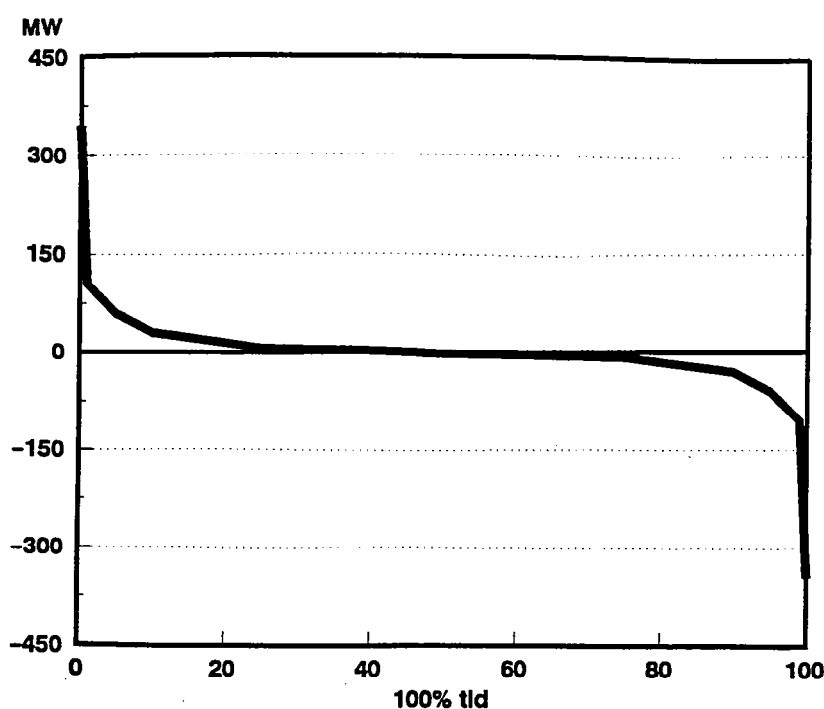
Baseret på resultaterne i F&U-projektet "Analyse af målinger på vindmølleparker" vurderes det i notat N91/SP-305, at der med 1.000 MW vindkraft i systemet vil forekomme ca. 500 tilfælde om året med over 80 MW fald over 10 min. Tilsvarende værdier fås for produktionsstigninger.

Omregnes disse resultater til 15-min. værdier, og skales tallene til systemet i år 1993 og 2000, fås følgende værdier:

		-	1993	2000
Installeret vind	MW	1.000	377	662
Effektændring	MW/min. i 15 min.	7,0	2,6	4,6

En varighedskurve for disse effektændringer pr. 15 min. er i figur 5.2.1 vist for et system med 1.000 MW vindkraft installeret.

Det ses, at kurven er symmetrisk med hensyn til stigninger og fald i produktionen. Som ved belastningsstigningen ses de store ændringer kun at forekomme i en meget lille del af tiden. Den valgte dimensionsgivende effektændring svarer til 1%-fraktilen.



Figur 5.2.1 Varighedskurve for vindkraftens effektændringer over 15 min. ved 1.000 MW vindkraft i systemet.

5.3 Udfald af enheder eller udlandsforbindelser

Udfald af enheder stiller de største reguleringskrav til systemet. I UCPTTE er kravet, at et udfald skal være udreguleret af det pågældende område inden 3 min. og allersenest inden 5 min. Udfald af en 385 MW-enhed ville således kræve en reguleringsevne i systemet på ca. 80 MW/min.

På basis af samarbejdet med PreussenElektra reduceres kravet i praksis til, at et udfald i ELSAM-området skal være udreguleret over Tyskland inden for 15 min., og kravet til systemets reguleringsevne reduceres dermed betydeligt. Det er dog usikkert, om den fremtidige planlægning kan baseres på de 15 min., da denne ret udelukkende bygger på good-will fra vore udenlandske samarbejdspartnere, og kravet kan således umiddelbart skærpes.

Med krav om udregulering af største enhed inden 15 min. regnes der samtidig med at være taget højde for udfald af en udlandsforbindelse med import til ELSAM-området.

5.4 Decentrale kraftvarmeværker

En stor del af de decentrale kraftvarmeværker forsynes med varmeakkumulatorer, og driften kan således optimeres med hensyn til tarifperioderne. Da de fleste anlæg dimensioneres til at dække godt 90% af det årlige fjernvarmebehov (60% af den maksimale effekt), vil de i vinterperioden konstant køre ved maks. ydelse, medens de resten af året primært vil køre på maks. effekt i spids- og højlastperioder og være udkoblet resten af tiden. Hvis alle anlæg dimensioneres efter samme retningslinier og afregnes efter samme tarifperioder, vil enhederne få stort set samme driftsmønster, og der kan derfor blive behov for en vis modregulering fra systemets side. For at modvirke dette kan anlæg over 10 MW allerede i dag indgå i den centrale lastfordeling, idet de er forpligtet til at følge en udsendt køreplan, der i nødvendigt omfang tilgodeser varmebehovet.

I beregningerne for et vinterdøgn bidrager de decentrale anlæg ikke til systemets reguleringsevne, da de døgnet igennem kører med maks. effekt. Tilsvarende stiller de heller ingen krav om modregulering fra systemets side.

I sommerdøgnet er varmebehovet reduceret til 20% af det maksimale, og de decentrale kraftvarmeværker kører kun ca. 7 timer pr. døgn.

Ved samtidig start og stop af samtlige decentrale kraftvarmeværker vil der kræves en øjeblikkelig modregulering. Da der allerede i dag er mulighed for at lade de større anlæg indgå i den centrale lastfordeling, og tarifperioderne i øvrigt bevirker, at anlæggene stort set starter op, når der er behov for effekten, er der heller ikke i sommersituationen regnet med et reguleringsbehov p.g.a. disse anlæg. De decentrale værker kan i disse perioder i stedet være med til at reducere belastningsvariationens krav til reguleringsevne- og reserve i den øvrige del af systemet.

Driften af de decentrale kraftvarmeværker beskrives mere udførligt i afsnit 6.2.

5.5 Samlet reguleringskrav til systemet

Med udgangspunkt i ovennævnte krav til regulering kan der ved simpel addition opstilles følgende krav til systemets reguleringsreserve over 15 min.:

		1993		2000	
		Vinter	Sommer	Vinter	Sommer
Udfald af enhed	MW/15 min.	385		415	
Vindkraft	MW/15 min.	39		69	
Udfald + Vindkraft	MW/15 min.	424		484	
Belastningsstigning	MW/15 min.	324	216	384	257
Samlet krav	MW/15 min.	748	640	868	741

Det samlede krav til regulering er her beregnet som en sum af krav, der opstår som følge af vidt forskellige hændelsestyper. Belastningsstigningen er med temmelig stor nøjagtighed forudsigelig både med hensyn til tidspunkt og størrelse. Vindkraften er til dels forudsigelig inden for en kort tidshorisont. Udfald af enheder er en ren stokastisk hændelse, der dog har lidt større sandsynlighed for at indtræffe under strabadsering af anlæggene ved opkørslen om morgenen.

Hændelserne kan ikke betragtes som statistisk uafhængige, idet havarier ofte optræder i forbindelse med strabadsering af anlæggene under morgenens belastningsstigning. Modsat vil de store fald i vindkraftproduktionen meget sjældent forekomme om morgenen, hvor vinden oftest er tiltagende.

Det er meget vanskeligt på statistisk forsvarlig vis at "addere" disse krav. Der er derfor valgt en simpel addition, og det resulterende krav må betragtes som en "worst case".

Da belastningsstigningen om morgenen indgår som en væsentlig del af reguleringskravet, er det naturligvis kun relevant at stille dette krav om morgenen, og resten af døgnet bør der kun regnes med et krav svarende til havari og vind.

Ved anvendelse af denne metode skal man være opmærksom på, at den enhed, der falder ud, kan være medregnet i systemets reguleringsreserve og -evne. Er det imidlertid en enhed, der i forvejen er fuldt udreguleret, begås ingen fejl.

Vindkraftens betydning for fastlæggelsen af krav til den regulerbare del af systemet kan synes beskeden i forhold til udfald af den største enhed, men en stor vindkraftandel fortrænger en betydelig del af den regulerbare effekt og forøger således reguleringskravet til den restende del.

5.6 Sammenligning af reguleringsmuligheder og krav

De opstillede reguleringskrav kan nu sammenholdes med de i afsnit 4 beregnede reguleringsmuligheder i systemet. Da SIVAEL ikke medregner overbelastningsevne, bortkobling af fjernvarme og mulighed for støttekraft fra Norge og Sverige, skal disse midler vurderes separat.

Ved udfald af en enhed i ELSAM-området vil den manglende effekt momentant blive erstattet via vekselstrømsforbindelsen til PreussenElektra. Den rullende reserve vil blive aktiveret, og desuden vil følgende overbelastningsevne blive udnyttet: SHEV3 54 MW, MKS B3 30 MW, MKS B4 30 MW, FVO B7 33 MW og VKE B3 35 MW. Overbelastningsevnen kan aktiveres inden for et par min., hvorefter reguleringsevnen udgør ca. 1%/min.

Bortkobling af fjernvarme kan om vinteren give en forøgelse af elydelsen på ca. 100 til 160 MW og om sommeren på ca. 30 til 100 MW.

Hvis der er plads på jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige, er der p.t. aftale om støttekraft på henholdsvis 75 og 100 MW. (Disse aftaler kan dog blive opsagt med kort varsel).

Med alle de ovennævnte midler fuldt til rådighed er der således fra ca. 400 til godt 500 MW til disposition ud over den beregnede rullende reserve. Det er på basis af denne ekstra reserve, at systemet i den daglige drift kan disponeres med kun 100 MW i rullende reserve.

De ovennævnte reservemuligheder er ikke altid til rådighed, og det er derfor nødvendigt med en individuel vurdering af det aktuelle behov for rullende reserve. Til en generel betragtning antages der i det følgende, at 300 MW er til rådighed om sommeren og 400 MW om vinteren i 1993 og tilsvarende 360 MW om sommeren og 460 MW om vinteren i år 2000, hvor overbelastningsevnen på 2 x 40 MW på de nye enheder medregnes.

	Rullen- de 15- min. res. MW	Over- belast. mv. MW	15-min. reserve i alt MW	Opstillede regule- ringskrav MW
Vinter:				
Før opreg.: 1993	400	400	800	748
2000	600	460	1.060	868
Efter opreg.: 1993	200	400	600	424
2000	500	460	960	484
Sommer:				
Før opreg.: 1993	300	300	600	640
2000	600	360	960	741
Efter opreg.: 1993	150	300	450	424
2000	700	360	1.060	484

Indregnes den ekstra reserve, der ligger i overbelastningsevnen, bortkobling af varme og effektstøtte fra Norge og Sverige, ses reguleringskravet stort set at være opfyldt i de undersøgte tilfælde. Med SIVAELs lastfordeling, der i år 2000 resulterer i et stort el-overløb om vinteren, stiger reguleringsreserven mærkbart fra 1993 til år 2000.

6. Midler til forbedring af systemets reguleringsmuligheder

I dette afsnit redegøres der for de nuværende og fremtidige reguleringsmuligheder for de forskellige typer af systemets "elleverandører".

6.1 Centrale kraftværksenheder

6.1.1 Reguleringsegenskaber for centrale kraftværksenheder

I SIVAEL-beregningerne i afsnit 4 er de centrale enheders reguleringsevne sat til de værdier, der er angivet i lastfordelingsdataene ("Gul mappe"). Nogle anlæg menes at have bedre reguleringsegenskaber end disse, medens andre anlæg har vanskeligt ved at leve op til lastfordelingsdataene.

Værkerne er blevet anmodet om at bidrage til en kvalitativ oversigt over de begrænsende faktorer i enhedernes reguleringsevne og -område, samt de muligheder der er for at forbedre disse egenskaber.

Svarene fra ovennævnte rundspørge om kvalitative reguleringsegenskaber foreligger fra alle værkerne og omfatter:

FV: Blok 3 og 7 (Blok 2 i "mølpose" 1997)
MK: Blok 1, 2, 3 og 4 (MKA ej relevant)
NE: Blok 1 og 2
NK: Blok 1
SV: Blok 2 (Blok 1 under levetidsrenovering)
SH: Blok 2 og 3
VK: Blok 1 og 2 samt Herningværket.

Et gennemgående træk i disse svar er, at de begrænsende faktorer er betydelig mere komplekse end antaget ud fra en "kraftværksspecifikations"-synsvinkel og ofte ikke lader sig adskille i selvstændige komponenter, og det ligger ikke fjernt at konkludere, at der ikke eksisterer lette genveje til etablering af selv oversigtsmæssige vurderinger af begrænsningerne i og mulighederne for forbedring af reguleringsegenskaberne.

Reguleringsudrustningen angives gennemgående som en begrænsning, hvilket forekommer naturligt i betragtning af, at denne udrustningsopgave bl.a. er at forhindre strabadsering af anlæggene.

For visse enheder er nedreguleringen mere kritisk end opreguleringen.

Endelig angives gennemgående kulkvaliteten og fyringssystemerne som begrænsende.

Betragtes de indløbne oplysninger som en helhed, er konklusionen, at der med de eksisterende enheder kun frembydes begrænsede muligheder for at forbedre systemets reguleringsevne og -område.

Det må i denne forbindelse ikke glemmes, at der er tale om enheder, der alle fra fødslen er udlagt som grundlastenheder med vægten lagt på driftsøkonomien og ikke så meget på reguleringsegenskaberne. Dette forklarer de begrænsede muligheder, men samtidig er det ikke utænkeligt, at vurderinger, der fokuserer på reguleringsegenskaberne frem for på driftsøkonomien og levetiden, kan afdække hidtil uagtede muligheder.

I løbet af sidste halvår 1992 er der gennemført reguleringsprøver på følgende enheder i systemet:

FV: Blok 2, 3 og 7

MK: Blok 3 og 4

NE: Blok 1 og 2

NK: Blok 1

SV: Blok 2

SH: Blok 3

VK: Blok 2 og 3

Resultaterne fra disse prøver viser opreguleringshastigheder fra 0,4–2,9% i området fra 50 til 90% kedellast. Kraftværksspecifikationerne kræver 4% ved kulfyring i dette last-område.

Der er planlagt en ny prøverunde for opreguleringsevnen. Resultaterne fra den gennemførte og kommende prøve vil senere kunne danne grundlag for vurderingen af behovet for yderligere reguleringsevne i systemet.

I forbindelse med den forudsete tilsatsfyring med biobrændsler, herunder især halm, har indvirkningen fra denne på reguleringsegenskaberne været diskuteret. Inden for de stipulerede tilsatsmængder forventes ikke negativ indflydelse på reguleringsområde og -evne.

For gasfyrede enheder (kedelanlæg) kan der forventes samme reguleringsevne som ved oliefyring. Sætning af gasbrændere kan dog være en mere kompliceret proces.

En arbejdsgruppe under PDU ser p.t. på mulighederne for at reducere teknisk minimum.

6.1.2 Overbelastningsevne

Overbelastningsevnen anvendes i situationer med effektmangel, f.eks. ved udfald af enheder. Ifølge UP-datagrundlaget er der overbelastningsevne på følgende eksisterende og planlagte enheder:

Enhed	MW
FVO B7	43
MKS B3	30
MKS B4	30
NEV B1	3
NEV B2	10
SH EV3	54 ²
VKE B2	12
VKE B3	36
SVS B3	40
NJV B1	40

Der ses ingen mulighed for at forøge overbelastningsevnen på eksisterende og planlagte enheder.

6.1.3 Varmeakkumulatorer

Systemmæssigt må der skelnes mellem varmeakkumulatorer i forbindelse med udtagsenheder og i forbindelse med decentrale kraftvarmeværker.

Varmeakkumulatorer ved de decentrale kraftvarmeværker udnyttes til at placere varmeproduktionen i de perioder, der i forbindelse med tretidsafregningen giver den højeste elbetaling. Driften af de decentrale anlæg og deres udnyttelse af varmeakkumulatorer behandles i afsnit 6.2.

I forbindelse med udtagsenheder kan varmeakkumulatorer udnyttes som reserve ved udfald og som alternativ varmeleverandør ved overløb eller effektmangel.

Ved overløb kan modtryksproduktionen reduceres ved afladning af varmeakkumulatoren. Overløb forekommer hyppigst på nattid om vinteren, og anvendelse af varmeakkumulator forudsætter, at der på dagtid er varmekapacitet til rådighed til genopladning. Med C_m -værdier på 0,6 reduceres den bundne elproduktion med 0,6 MW for hver MJ/s, der leveres fra akkumulatoren.

² Inkl. PEs andel.

Effektmangel kan afhjælpes ved afladning af akkumulatoren og dermed tilsvarende reduktion af varmeproduktionen på kraftvarmeenheden, der således får mulighed for højere elproduktion. Med C_v -værdier på 0,16 øges elkapaciteten med 0,16 MW for hver MJ/s, der leveres fra akkumulatoren.

Overføres disse værdier til den samlede kraftvarmeproduktion på udtagsenhederne i ELSAM-området, der i en vintersituation i 1993 udgør ca. 2.250 MJ/s, kan den bundne elproduktion i en overløbssituation reduceres med 1.350 MW, hvis anlæggene slukkes, eller noget mindre, når de i stedet kører på teknisk minimum, og ved effektmangel kan effekten øges med 360 MW. Dette forudsætter etablering af varmeakkumulatorer med en samlet effekt på 2.250 MJ/s.

I notat SP93-175: "Udnyttelse af varmeakkumulatorer i forbindelse med et udtagsanlæg" regnes der på de driftsøkonomiske forhold i forbindelse med udnyttelsen af varmeakkumulatorer. Beregninger er baseret på systemet i 1996, og der regnes på en varmeakkumulator med en oplade- og afladekapacitet på 200 MW og et maksimalt energiidhold svarende til 8 timers brug – dvs. 1.600 MWh = 5.760 GJ. Den første akkumulator i systemet kan alene ved reduktion af overløb indtjene et dækningsbidrag på 4,2 mio. kr., medens den næste akkumulators dækningsbidrag er reduceret til 2,4 mio. kr. Til sammenligning kan nævnes, at akkumulatoren på VK har kostet ca. 25 mio. kr.

6.1.4 Elektrokedler/varmepumper

Anvendelse af elektrokedler kan bruges til at give et større elforbrug og dermed en større nedreguleringskapacitet og nedreguleringsevne i perioder med eloverløb for elsystemet. Økonomien ved anvendelse af elektrokedler afhænger af det, de erstatter. Ved anvendelse af elektrokedler i kraftvarmeområder erstattes billig varme fra kombineret produktion af el og varme, men til gengæld kan man samtidig reducere den bundne elproduktion. Anvendelse af P MW i en elektrokedel med virkningsgrad η kan producere $P \cdot \eta$ MJ/s varme, derved kan modtryksproduktionen reduceres med $P \cdot \eta \cdot C_m$. Brændselsbesparelsen bliver $P \cdot \eta \cdot (C_m + C_v) \cdot Q_{\text{marg}}$. Med $C_m = 0,6$, $C_v = 0,16$, $Q_{\text{marg}} = 8$ GJ/MWh, brændselspris = 9,5 kr/GJ og en virkningsgrad $\eta = 0,95$ for elektrokedlen giver det en samfundsøkonomisk driftsmæssig besparelse på 55 kr/h for hver MW, der bruges i en elektrokedel til varmeproduktion i et kraftvarmeområde, hvis der er overløb med værdien 0 kr/MWh. For at kunne udnytte elektrokedlerne må de styres fra elsystemets kontrolrum.

Det skal i forbindelse med vurderingen af elektrokedler overvejes, hvorvidt varmepumper ved de aktuelle værdier for overløbseffekt og -energi er konkurrencedygtige med elektrokedler.

6.1.5 Varmeproduktion på friskdamp

Ved varmeproduktion på friskdamp sker der en reduktion i den bundne elproduktion med den samme kedelydelse i forhold til normal modtryksdrift. Varmeproduktion på friskdamp er således et middel til at reducere den bundne elproduktion i overløbssituationer, og dermed give en større nedreguleringsevne.

Virkningsgraden for den samlede el- og varmeproduktion er ca. 90% ved modtryksdrift. Dette forhold vil ikke ændre sig ved at producere noget af varmen på friskdamp. Dvs. forøgelsen af nedreguleringsevnen for det samlede system er stort set det samme som størrelsen af friskdampproduktionen.

Fra at producere fjernvarme i kombineret produktion, bliver varmen produceret direkte – dvs. med en virkningsgrad på ca 90%. Derved mistes den økonomiske fordel ved samproduktionen.

Det er kun få anlæg, der er udstyret til at kunne producere varme med friskdamp i dag:

- Fra startanlæg på FVO B2
- Fra startanlæg på VKE B1, B2 og på VKHI.

Det vil være forholdsvis dyrt at etablere varmeproduktion på friskdamp på de nye KAD-anlæg på grund af de høje dampdata.

Med en systembetragtning er der ikke den store forskel på at producere fjernvarme på friskdamp og på at bruge elektrokedler til fjernvarmeproduktion i det tilhørende kraftvarme. Elektrokedler giver dog en frihed til geografisk at adskille el- og varmeproduktion.

6.1.6 Aflukning af varme

Fjernvarmeforpligtigelsen over for de forskellige fjernvarmeselskaber er ikke ens. I nogle af kraftvarmesystemerne er der mulighed for at aflukke fjernvarmen i en kortere periode. Ved aflukning af fjernvarme ændres et udtagsanlægs mulige elproduktion. Den maksimale elproduktion bliver højere, og den minimale elproduktion (den bundne el-

produktion) bliver mindre. Hvis varmen bliver aflukket, sker der en øjeblikkelig forhøjelse af elproduktionen med den samme indfyrede brændsel. Den aflukkede varmemængde tages fra varmeakkumulator eller fra energien i rørsystemet.

Aflukning af fjernvarme koster i princippet ikke noget, da den aflukkede varme blot skal produceres på et andet tidspunkt. Med stor varmebelastning kan det være problematisk at få produceret den aflukkede varmemængde på et andet tidspunkt.

Ifølge effektindstillingen er der følgende aflukningsmuligheder:

6 timers aflukkelighed i MW (eleffekt)	Vinter	Sommer
FV	57-86	19-48
SV	0	2-10
SH	5-17	2-8
VK	35-56	8-31

6.2 Decentrale kraftvarmeværker

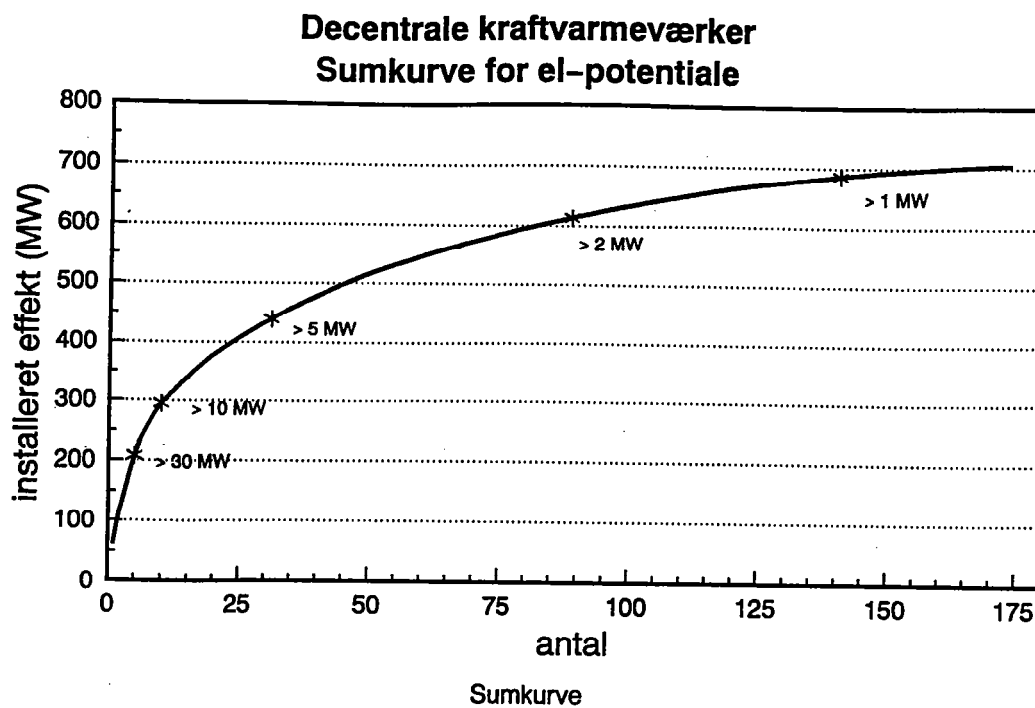
For de decentrale kraftvarmeværker er reguleringsevnen i SIVAEL-beregningerne sat til 0, da den centrale lastfordeling ingen direkte beordringsmulighed har over for disse.

Driften af de decentrale værker, der for de lidt større anlægs vedkommende alle er udstyrede med varmeakkumulatorer, planlægges ud fra en optimal udnyttelse af treleds-tariffen. Ved fastlæggelsen af tarifperioderne har elsystemet mulighed for at få de decentrale anlæg til primært at producere i spids- og højlastperioder. I de koldeste vinterperioder overstiger varmebelastningen kapaciteten på de decentrale kraftvarmeværker, og disse kører derfor ved den maksimale ydelse hele døgnet.

For anlæg over 10 MW har den centrale lastkontrol ifølge forskrift B10 mulighed for at ændre på tidspunkterne for spidslastperioden. For de enkelte anlæg defineres, hvilke timer inden for tidsrummet 06:30-21:00, mandage-fredage, helligdage undtaget, der er spidslast- henholdsvis højlasttid. For anlæg mellem 10 og 25 MW skal tidsperioderne fastlægges for en måned ad gangen, medens tidsperioderne for anlæg større end 25 MW kan ændres på dagsbasis. Disse regler er ved at blive skærpede, således at driften af alle anlæg større end 10 MW kan ændres på dagsbasis, og der bliver således mulighed

for at beordre flere start/stop dagligt. Der skal dog tages hensyn til fjernvarmeforpligtelserne.

Nedenstående figur viser størrelsesfordelingen af det decentrale kraftvarmepotentiale ved opgørelsen i 1992.



Figur 6.2.1 Størrelsesfordelingen for de decentrale kraftvarmewærker, der indgår i potentialet. Opgørelse af potentialet i 1992.

Det fremgår, at anlæg større end 10 MW tegner sig for ca. 300 MW ud af det samlede potentiale på 700 MW. Siden vedtagelsen af CO₂-afgiften og -tilskuddet er anlægsstørrelsen generelt steget, og effektandelen fra decentrale anlæg over 10 MW må påregnes at blive større end de angivne 300 MW. Det kan således antages, at mindst 350 MW af den decentrale kapacitet er på anlæg over 10 MW, der indgår i den centrale lastfordelings køreplan. Imidlertid udgøres en forholdsvis stor del af de større decentrale værker af fastbrændselsfyrede anlæg, der ikke egner sig til hurtige reguleringer og daglige start/stop. I cirka halvdelen af de decentrale anlæg over 10 MW indgår affald som det primære brændsel, og disse anlæg kan derfor ikke deltage i reguleringen. Med den nuværende forskrift vil således kun ca. 25% af den decentrale kapacitet komme til at følge køreplanen, medens resten enten kører hele tiden eller optimeres efter trefidsafregningen.

De decentrale kraftvarmewærker kan med ovennævnte styringsmidler ikke direkte bidrage til systemets respons på stokastiske variationer. Men i perioder, hvor de decentrale værker ikke kører hele døgnet, kan disse i lighed med pumpekraften være med til

at reducere belastningsvariationens krav til reguleringsevne- og reserve i den øvrige del af systemet.

Behov for yderligere at inddrage de decentrale kraftvarmeværker i lastfordelingen kunne opfyldes ved at sænke 10 MW-grænsen for anlæg, der skal følge køreplanen. Et mere fleksibelt tariffmønster kunne opnås ved f.eks. at anvende FleXtar-systemet til udmelding af øjeblikkelige priser eller overgang fra én tariffperiode til en anden. Det decentrale kraftvarmeværk skal imidlertid altid sikre den til døgnet nødvendige varmemængde, og det vil derfor være vanskeligt at udnytte prisudmeldingerne, når disse ikke kan forudses og dermed inddrages i planlægningen af næste døgns driftsmønster. Hvis fjernvarmeforpligtelsen fortsat skal accepteres, vil det være meget vanskeligt at få de decentrale anlæg inddraget i en fleksibel køreplan med mulighed for at udnytte anlæggenes reguleringsevne i "akut" opståede situationer.

Det skal dog pointeres, at det for systemet også er af væsentlig værdi med dags varsel at kunne forskyde tariffperioderne uden at ændre på disses varighed. Også til dette formål kunne FleXtar udnyttes, idet de mindre gasfyrede anlæg kunne inddeles i flere grupper med forskellig tidsmæssig placering af tariffperioderne.

Ved eloverløb kan der blive behov for at lægge den decentrale varmeproduktion over på spidslastkedler, hvis dette samfundsøkonomisk er bedre end at stoppe de centrale kraftvarmeanlæg.

Tilsvarende bør det undersøges, om det vil være økonomisk forsvarligt ved effektmangel at bortkøle varmen i perioder, hvor varmebehovet er dækket.

6.3 Vindkraft

Reguleringsevnen for vindkraft er i beregningerne naturligvis sat til 0.

Hvis den installerede vindkraftkapacitet altid skal udnyttes fuldt ud, kan den naturligvis ikke bidrage til reguleringsarbejdet, men stiller i stedet øgede krav til det øvrige system. Kun ved at forbedre vindprognoserne og dermed give mulighed for at forberede systemet på reguleringsarbejdet kan vindkraftens generelle reguleringskrav reduceres.

6.3.1 Vindkraftens forudsigelighed

Når det igangværende EF-projekt "Wind Power Prediction Tool in Central Dispatch Centres" er afsluttet, kan resultaterne herfra indgå.

6.3.2 Afbrydelig vindkraft

Man kunne få den kætterske tanke at stoppe vindmøllerne i en overløbssituation, men da overløbssituationer altid er forbundet med et stort varmebehov, vil det alt andet lige være både energioekonomisk og miljømæssigt bedre at anvende strømmen i elektrokedler.

Det vil næppe heller være politisk holdbart at standse vindmøllerne for at give plads til den kulfyrede kraftvarmeproduktion.

6.4 Udlandsforbindelser

Udlandsforbindelserne er ikke medregnet i systemets reguleringsevne og -reserve, og kun pumpekraftaftalernes import på dagtid indgår i effektbalancen.

6.4.1 Eksport i stedet for overløb

I SIVAEL-beregningerne er der i forbindelse med pumpekraftaftalerne ikke regnet med tilbagelevering om natten, da vi ikke selv frit kan vælge mellem betaling og tilbagelevering. I den betragtede periode forøges eloverløbet voldsomt, og det er nærliggende at søge problemet løst ved tilbagelevering af den modtagne pumpekraft i lavlastperioden om vinteren.

I SIVAEL-beregningerne forekommer der i det betragtede vinterdøgn i 1993 overløb på ca. 200 MW i 4-5 timer, medens overløbet i det tilsvarende døgn år 2000 er vokset til over 600 MW i 6-7 timer. Med pumpekraftaftaler på i alt 740 MW kunne en stor del af overløbsproblemet løses, hvis der kunne skabes mulighed for tilbagelevering.

Tilfældigt eloverløb kan ikke påregnes solgt til udlandet, og værdien må derfor sættes til 0. Der kan endog opstå situationer, hvor der direkte er en udgift forbundet med at slippe af med eloverløbet.

6.4.2 Uvarslet træk på udlandet

Ved effektmangel eller eloverløb vil ubalancen i første omgang blive eksporteret via vekselstrømsforbindelsen til Tyskland. Også jævnstrømsforbindelserne til Norge og Sverige er teknisk velegnede til at deltage i reguleringsarbejdet. Det er således i højere

grad et økonomisk spørgsmål, hvorvidt der skal trækkes på udlandet, når der er behov for yderligere reguleringsevne i systemet.

Reservation af effektbånd på udlandsforbindelserne til reguleringsarbejde er dyrt, når forskelle i marginalpriser mellem områderne er store. Jævnstrømsforbindelserne deltager derfor kun i reguleringsarbejdet, når den oprindelige udveksling tillader dette og kun ved mere sjældne hændelser, som f.eks. udfald af større blokke.

Der er p.t. mulighed for støttekraft fra Norge og Sverige på henholdsvis 75 og 100 MW.

For udlandsforbindelserne må det forventes, at store og hyppige afvigelser i de aftalte udvekslinger vil medføre krav om betaling for det ydede reguleringsarbejde.

6.5 Lastfordeling under hensyn til systemets reguleringsevne og -reserve

6.5.1 Fordeling af reserve på flere enheder

I situationer, hvor der kan forudses behov for at forøge opreguleringsevnen (MW/min.), kan systemet forberedes på reguleringsarbejdet ved at fordele den rullende reserve på flere enheder. Af økonomiske hensyn samles reserven normalt på 1 til 2 af de dyreste enheder, der er i drift. En fordeling på flere enheder medfører øgede omkostninger proportionalt med forskellen i marginalprisen på de aktuelle enheder.

6.5.2 Varmeproduktion på spidslastkedler

Den centrale lastfordeling har i det nuværende system ikke mulighed for at beordre fjernvarmeproduktionen flyttet over på fjernvarmekedler for at reducere kraftvarmebidningen. Da overløbsproblemet er forøget væsentligt i den betragtede periode, er dette et af midlerne, der skal inddrages i den økonomiske vurdering.

7. Kortsigtet belastningsprognose

Elbelastningen i ELSAM-området er sammensat af mange adfærdsbestemte enkeltforbrug. Da gennemsnitsforbrugeren ikke ændrer adfærd fra den ene dag til den anden, kan den samlede elbelastning på kort sigt prognosticeret med meget stor nøjagtighed.

Fra tirsdag til og med torsdag kan elbelastningskurven for den følgende dag fastsættes ved at korrigere den realiserede belastningskurve for den aktuelle dag med de ændringer, som evt. må forventes p.g.a. prognoser om ændrede vejrforhold. Om vinteren regner man f.eks. med, at belastningen stiger med 20-30 MW pr. ekstra kuldegrad.

Populære TV-programmer kan endvidere påvirke elbelastningskurven, idet elforbrugernes udskyder en række elforbrugende aktiviteter til det tidspunkt, hvor udsendelsen slutter. Dette fænomen er dog ikke så udpræget som tidligere p.g.a. det større udbud af TV-programmer.

Fredag eftermiddag og i weekenden er elbelastningen noget lavere. Prognosen for disse dage samt mandag fastlægges ved at bruge den realiserede belastningskurve en uge forinden som udgangspunkt og korrigere med hensyn til vejrprognoser, TV-programoversigt m.v.

Med den erfaring, der er opsamlet i ELSAMs driftsafdeling, har det hidtil været muligt at lave kortsigtede elbelastningsprognoser med en nøjagtighed på ca. 98%. Med hensyn til reguleringsproblematikken er det derfor ikke nødvendigt at sætte ressourcer ind på at forbedre de kortsigtede prognoser.

Den noget højere usikkerhed, man i praksis konstaterer på nuværende tidspunkt, skyldes usikkerheden på vindkraftproduktion, som indtil videre opgøres som et negativt forbrug. (Der er dog planer om at registrere vindkraften som produktion i den daglige drift af systemet).

På fjernvarmesiden fastlægges prognoserne for kraftvarmeproduktionen i de centrale kraftvarmeområder på nuværende tidspunkt, ved at man i ELSAMs driftsafdeling tager udgangspunkt i, hvordan kraftvarmeproduktionen har været de foregående døgn, og så korrigerer man for eventuelle forventninger til ændrede temperaturforhold.

På Vestkraft har man afprøvet en kraftvarmeprognosemodel udviklet på IMSOR på Danmarks tekniske Højskole, som kan øge nøjagtigheden af kraftvarmeprognozen.

Usikkerheden på kraftvarmeprognozen har især stor betydning, når kraftværkerne står i den situationen, hvor man er i tvivl, om det er nødvendigt at idriftsætte en ekstra enhed for at kunne dække kraftvarmeefterspørgslen.

8. Belastningspåvirkning

Siden 1988 har ELSAM planlagt udbygningen ud fra en samfundsøkonomisk balance mellem aktiviteterne på produktionssiden og forbrugssiden – det man nu kalder Least Cost Planning eller integreret ressourceplanlægning. Grundprincippet er, at elsystemet ikke bør udbygges med produktionskapacitet, hvis der kan påvises besparelsesmuligheder med bedre økonomi.

Dette princip kan også overføres til reguleringsproblematikken, idet en optimal ressourceallokering må indebære, at produktionssystemet ikke udbygges eller ombygges med nogle omkostningskrævende foranstaltninger til at imødegå reguleringsproblemer, hvis der kan påvises muligheder for at løse de samme problemer på forbrugssiden med bedre økonomi.

For at kunne kende de muligheder, der findes på forbrugssiden, skal man kende **elforbrugets sammensætning**, og man skal have udviklet **teknologier/modeller**, **hvormed forbruget kan påvirkes eller styres**.

8.1 Kendskab til elforbruget

I 1989 nedsatte ELSAMs distributionsudvalg et ad hoc-udvalg til at kortlægge elforbruget, det såkaldte "Laugerudvalg". Laugerudvalget igangsatte primo 1990 et projekt (Elforbrugspaneler) med det formål at tilvejebringe detaljeret viden om, hvad elforbrugeren løbende bruger elektricitet til samt til den detaljerede udvikling i forbrugerens behov. Med et forbrugspanel foretages forbrugsmålinger på et udsnit af forbrugerne for derved at kunne uddrage slutninger om forbruget for alle forbrugere. Målet med det aktuelle projekt er at få etableret målinger hos 500 elforbrugere (inklusive storforbrugere). Dette mål forventes nået med udgangen af 1993.

8.2 Teknologier til styring af elbelastningen

Der findes forskellige teknologier, som kan anvendes i forbindelse med styring af elforbruget. ELSAM har via Distributionsudvalget medvirket til at udvikle FlexTar-systemet som er et nyt, prisbilligt og fleksibelt udstyr til ud- og indkobling af elbelastninger, og som samtidig kan fungere som målertilsats i forbindelse med tidsdifferentierede tariffer. FlexTar-systemet adskiller sig fra traditionelt udstyr ved at anvende det Offentlige Personsøgesystem (OPS) til trådløs transmission af signaler. FlexTar-systemet består af en centralt placeret basisstation (en PC med telekort) og et ubegrænset

antal udestationer (FleXtar-enheder) placeret hos elforbrugerne. Basisstationen kan styre udestationerne i grupper eller klynger, samtidigt eller uafhængigt af hinanden.

8.3 Påvirkning og/eller styring af elforbruget ved hjælp af tidstariffer

De nuværende tidstariffer er opdelt i tre periodetyper (lavlast, højlast og spidslast). Ved fastsættelse af tarifferne anvendes følgende definitioner:

- Omkostninger i lavlast: Korttidsmarginalomkostninger i lavlast.
- Omkostninger i høj-/spidslast: Korttidsmarginalomkostninger i høj-/spidslast plus marginale kapacitetsomkostninger.

I princippet skulle man samle tidsrum med nogenlunde samme marginalomkostninger i grupper og sluttelig definere indholdet af grupperne som tarifperioder.

Metoden er dog ikke praktisk anvendelig, når det drejer sig om en beregning ét år frem i tiden. De stokastiske hændelser, der optræder i elsystemet, betyder, at pålideligheden af resultaterne aftager, jo mere detaljeret års- og døgnbelastningskurven indeles.

Hvor man i teorien kan arbejde med et ubegrænset antal prisperioder, giver allerede beregningstekniske forhold altså øvre grænser for, hvor mange faste periodeinddelinger, man kan arbejde med. I samme retning trækker i øvrigt måler tekniske hensyn og det samtidige krav om, at forbrugerne skal kunne reagere fornuftigt på prissignalerne.

En praktisk anvendelig fremgangsmåde går ud på at foretage inddelingen af året i tarifperioder ud fra størrelsen af elbelastningen i forskellige tidsrum. Bag denne fremgangsmåde ligger en viden om, at de marginale energiomkostninger varierer i takt med elbelastningens størrelse.

Udgangspunkt for tidsopdelingen er niveaukurver for ELSAMs samlede belastninger. Elforbruget indeholder en klar døgn-, uge- og årsvariation.

Forbrugskurverne normeres måned for måned – dvs. at årsvariationen fjernes ved at måle hver måneds belastninger i forhold til månedens maksimalbelastning. Normeringen foretages for at tage højde for, at anlægsrevisionerne udfylder sommer-hullet, således at effektreserven er nogenlunde lige stor året rundt.

Det bør bemærkes, at der ingen garanti er for, at en tidsopdeling forbliver gyldig over en længere årrække, hvad enten det er tariffer, der forandrer belastningskurven, eller det

er ydre forhold (f. eks. arbejdstidsnedsættelse), som ad åre ændrer elforbrugets døgnrytme.

Fyn var det første område inden for ELSAM, som åbnede for, at storforbrugere afregnes efter tretidstariffen. Det skete omkring 1990. Siden da er elforbruget i lavlastperioden på Fyn steget med ca. 12%, samtidig med at elforbruget i høj-/spidslast kun er steget med 1%. Tidstariffen har altså haft en udjævnende effekt på belastningskurven.

I F&U-projektet "Belastningsstyring for elvarme I" er der gjort forsøg med at flytte maksimalt energiforbrug fra spids- og højlastperioder til lavlastperioder i elopvarmede huse.

Undersøgelsen har været baseret på detaljerede målinger og belastningsudkoblinger hos 25 individuelle elvarmeforbrugere. Desuden har været undersøgt, hvor lange afbrydelsestider for varme og varmt vand, elvarmeforbrugerne kan acceptere under forskellige temperaturforhold.

De foreløbige analyser har vist, at brugerens besparelse ved omlægning af forbruget til varme, vand og husholdning giver en gennemsnitlig gevinst på ca. 500 kr. pr. år, varierende fra 5 til 1.000 kr. pr. år. Tages der hensyn til en forøgelse af den faste afgift på ca. 300-400 kr. svarende til merudgiften vedrørende måleudstyr til tretidstarif, bliver den samlede økonomiske gevinst for forbrugeren meget ringe.

Projektet har samtidig vist, at de dagligt gentagne afbrydelser af varme og vand i høj- og spidslastperioder generer forbrugerne en hel del. Varmen kan højst afbrydes regelmæssigt i ca. 2 timer i fyringssæsonen, uden at forbrugerne reagerer. Mellem 30 og 50% reagerer på længerevarende afbrydelser ved selv at koble ind.

Motivationen for tretidstarif hos elvarmekunder er derfor begrænset.

8.4 Påvirkning og/eller styring af elforbruget ved hjælp af dynamiske tariffer

Som det fremgår af det foregående, er tretidstariffen en bevidst forenklet måde at afspejle elforsynings omkostninger på. I virkeligheden kan effektnød opstå på vilkårlige tidspunkter af døgnet og året. I F&U-projektet "Belastningsstyring for elvarme II" undersøger man mulighederne for uvarslede afbrydelser hos forbrugerne under en afregningsform, der i højere grad afspejler elforsynings behov for effektafledning (elforsynings realtime-omkostninger). Gennem praktisk afprøvning af uvarslede afbrydelser hos et antal elvarmeforbrugere igennem fyringssæsonen 1992/93 undersøges:

- hvor stor en udkoblingseffekt er til rådighed på tidspunkter, hvor elsystemet har behov for aflastning,
- hvor stor en effekt kobler forbrugeren selv tilbage ved hjælp af nødknap som funktion af tiden,
- strategi for minimering af indkoblingseffekt,
- om tariffen er attraktiv for forbrugeren (3 kr/kWh i de tidsrum, hvor elproduktions-systemet er trængt og 0,2 kr/kWh i resten af tiden).

Antager man, at 25% af alle elopvarmede huse vil investere i styringsudstyret, samt at vandvarmerne i gennemsnit bruger 3 kW, kan man koble 60 MW ekstra elbelastning til i en overløbssituation, hvis man forud har haft vandvarmeren koblet ud. I de situationer, hvor elsystemet er trængt, kan man koble ca. 20 MW effekt bort ved at slukke for vandvarmeren (i gennemsnit 1 kW pr. husstand med elvarme).

De samme tal for elvarme er 100 MW i overløbssituationer (under forudsætning af at elvarme har været koblet ud forud for overløbssituationen) og 50 MW i situationer med effektproblemer (udkobling af elvarmen).

Som udløber af projektet har en række virksomheder henvendt sig til elværkerne for at høre, om de kunne få samme dynamiske tariffer (køling og kompression). Meget tyder derfor på, at en række af produktionssidens reguleringsproblemer kan løses ved hjælp af dynamiske tariffer.

Et af spørgsmålene med hensyn til dynamiske tariffer er, hvordan man sikrer, at tarifferne faktisk er dynamiske, samtidig med at de forbrugere, som investerer i apparatur for at tilpasse sig til tariffen, får garanti for, at tariffen ikke ændrer sig grundlæggende, inden investeringen er tilbagebetalt.

En række af problemstillingerne i forbindelse med elforbrugets styring og påvirkning behandles i det fælles demonstrationsprojekt om "Least Cost Planning", som dansk elforsyning er gået sammen om at formulere og gennemføre.

9. Konklusion

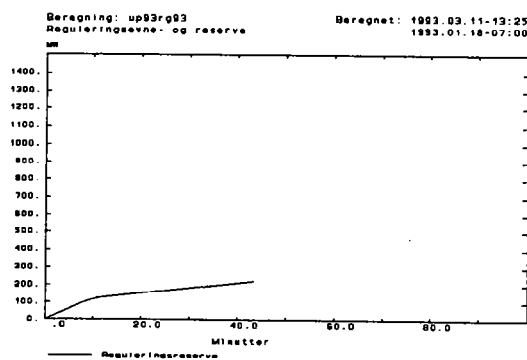
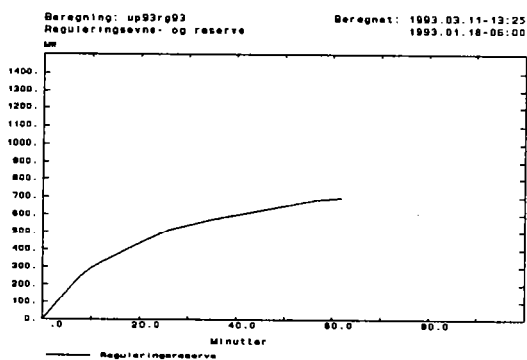
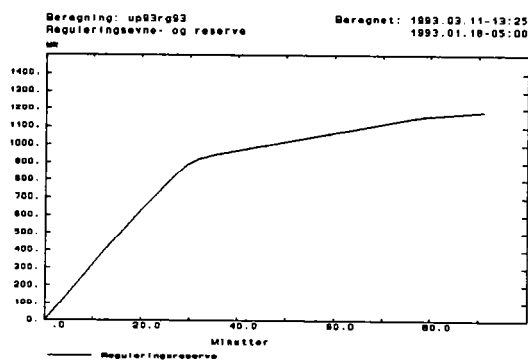
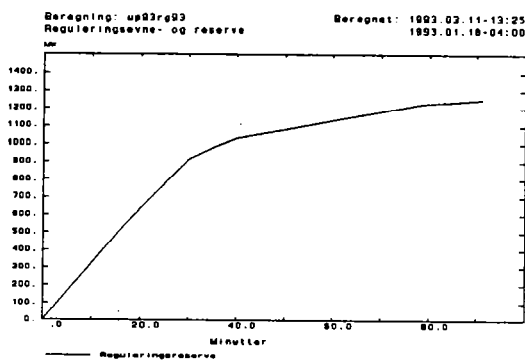
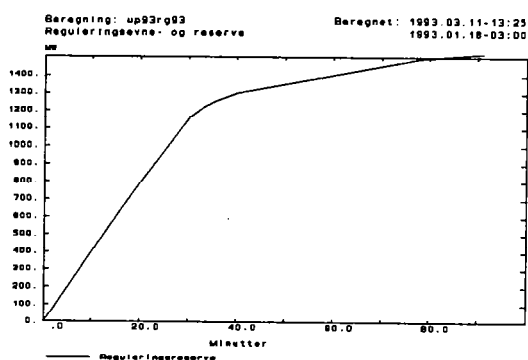
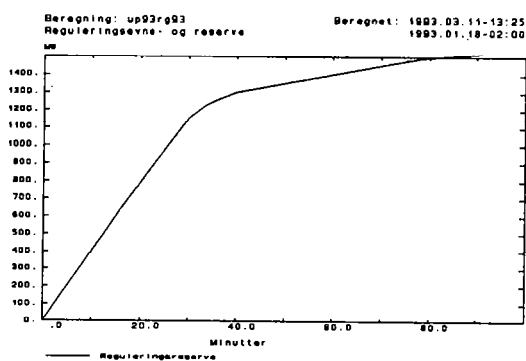
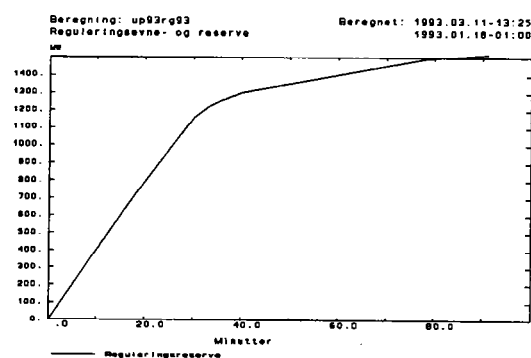
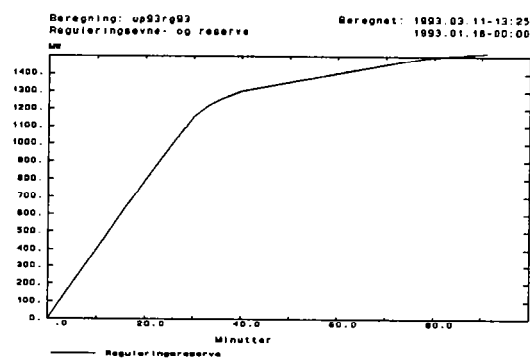
Notatet belyser de reguleringsmæssige problemer i forbindelse med den betydelige udbygning med decentral kraftvarme og vindkraft, der forventes i perioden fra 1993 til år 2000.

Beregninger med simuleringsmodellen SIVAEL påpeger, at det primære problem, der opstår i forbindelse med den planlagte udbygning, er eloverløb i lavlastperioderne om vinteren. Den store kraftvarmebinding og den voksende størrelse på grundlastenhederne resulterer i en voksende rullende reserve, og der opstår således i forbindelse med SIVAELs lastfordeling ikke mangel på reguleringsevne eller -reserve. Ved tolkningen af SIVAELs beregningsresultater skal der tages højde for de påpegede afvigelser mellem lastfordelingen i SIVAEL og Driftsafdelingens køreplansprogram DROPS, hvor den menneskelige vurdering indgår som et væsentligt element. SIVAELs lastfordeling resulterer generelt i en større rullende reserve, men selv, når der tages behørigt hensyn hertil, er udviklingen i eloverløb og rullende reserve markant.

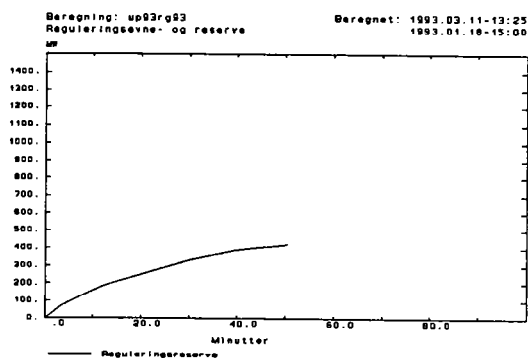
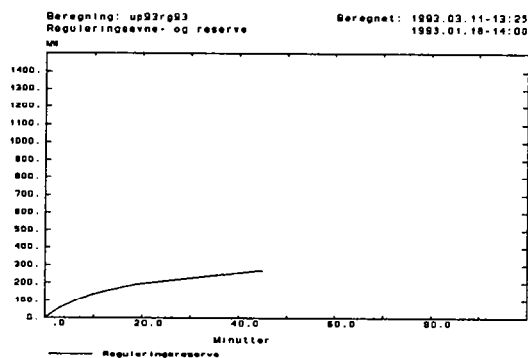
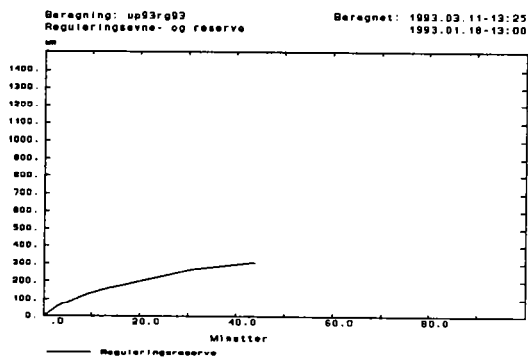
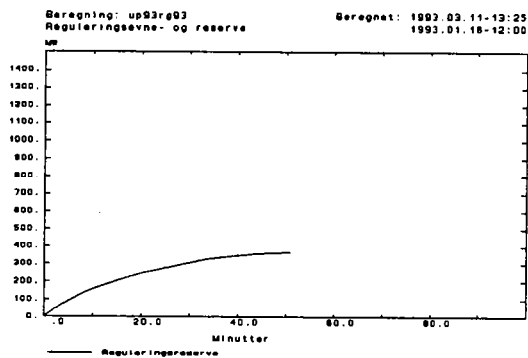
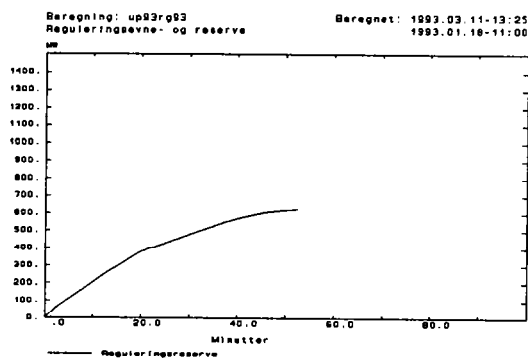
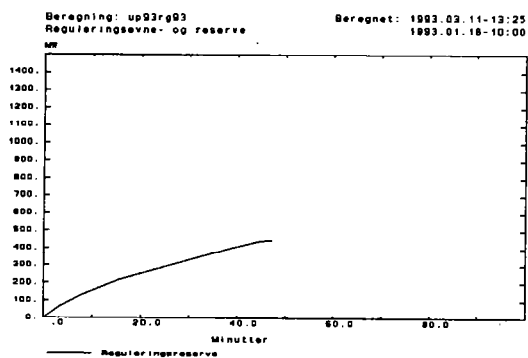
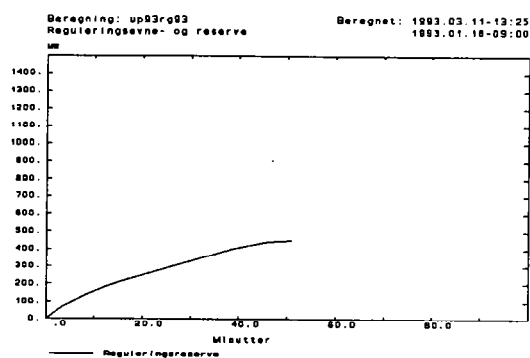
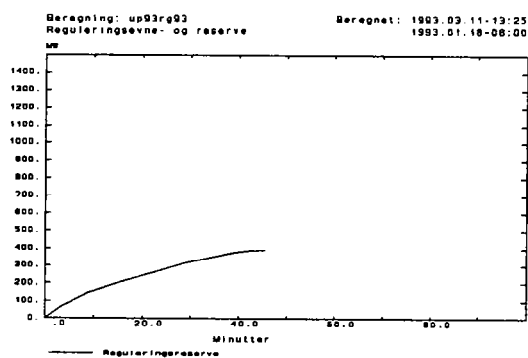
Der nævnes en række virkemidler, der kan forbedre systemets reguleringsmuligheder, og nogle af disse vurderes nærmere. Da det primære problem vurderes at være eloverløbet, synes især reduktion af teknisk minimum, varmeakkumulatorer, friskdampudtag og elektrokedler at være interessante midler til reduktion af kraftvarmebindingen. Notatet omfatter ikke en økonomisk analyse af de forskellige virkemidler, og der er ikke gennemført en detaljeret undersøgelse af de enkelte virkemidlers systemmæssige betydning.

I den af AU, PDU og PU nedsatte arbejdsgruppe vedrørende driftsmæssig fleksibilitet i produktionssystemet arbejdes der med udgangspunkt i nærværende notat videre med problemstillingen.

Reguleringskarakteristik for mandag den 18. januar 1993, kl. 00:00-07:00



Reguleringskarakteristik for mandag den 18. januar 1993, kl. 08:00-15:00



Reguleringskarakteristik for mandag den 18. januar 1993, kl. 16:00-23:00

