

TEKST NR 343

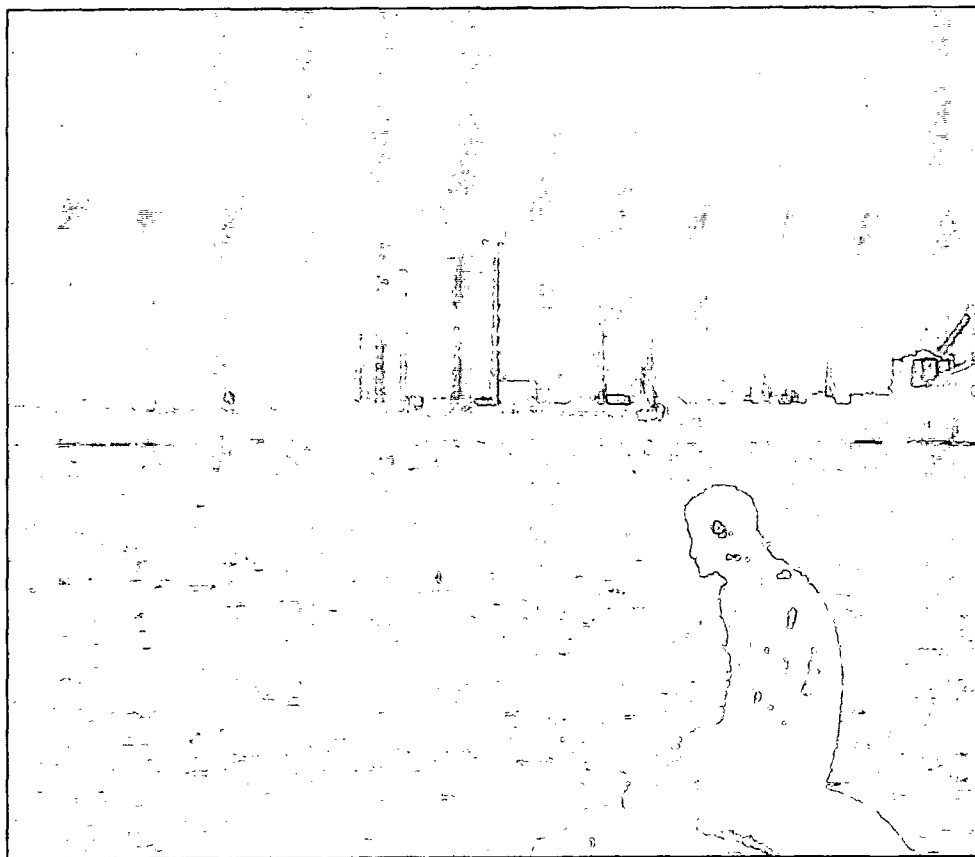
1997

IMPORT/EKSPORT-POLITIK SOM REDSKAB
TIL OPTIMERET UDNYTTELSE AF EL
PRODUCERET PÅ VE-ANLÆG

OKTOBER 1997

Peter Meibom, Torben Svendsen, Bent Sørensen

RUC, INSTITUTE 2, ENERGY & ENVIRONMENT GROUP



Projekt udført i samarbejde med ELKRAFT for Energistyrelsens 8.kontor,
Systemudvalgets tværgående projekter om vedvarende energi

TEKSTER
IMFUFA

fra

ROSKILDE UNIVERSITETSCENTER
INSTITUT FOR STUDIET AF MATEMATIK OG FYSIK SAMT DERES
FUNKTIONER I UNDERVISNING, FORSKNING OG ANVENDELSER

ROSKILDE UNIVERSITY, P O BOX 260, DK-4000 ROSKILDE, DENMARK
TEL: +45 4674 2000, FAX: +45 4674 3020, WEBSITE: <http://mmf.ruc.dk/~boson/>
INSTITUTE OF STUDIES IN MATHEMATICS AND PHYSICS, AND THEIR FUNCTIONS
IN EDUCATION, RESEARCH AND APPLICATIONS

Endelig udgave Oktober 1997

IMPORT/ EKSPORT-POLITIK SOM REDSKAB TIL OPTIMERET UDNYTTELSE AF EL
PRODUCERET PÅ VE-ANLÆG

Peter Meibom, Torben Svendsen and Bent Sørensen

IMFUFA text 343, 89 sider

ISSN 0106 6242

Abstract:

The official Danish energy plan ENERGY 21 calls for a very high penetration of wind energy in the electricity sector. This will put issues of fitting a variable energy source into a stable supply system in focus. The present study investigates the role that collaboration with the hydro-based Scandinavian countries can offer, and particularly looks at the conditions of the Nordic power pool, asking whether it will be possible profitably to trade wind power in such a pool system.

Clearly, a key question in this respect is the accuracy, with which it is possible to predict future wind power production, e.g. during the 24 hour period presently selected for trading at the Nordic pool. We have mapped the distribution of errors in such predictions, based on theoretical or semi-empirical extrapolation methods, the latter using general weather forecasts as input to the wind power predictions.

Based upon hourly simulation of the Scandinavian electricity system, with connections to the European continent, we track the fate of wind power in satisfying Danish demand, selling surpluses to and buying deficits from the pool, assuming international transmission lines of the capacity existing today or larger, and repeating the simulation for combinations of good and bad wind and hydro years, as defined by historical sets of wind speeds and hydro resources depending on precipitation and ice melting. Decisions concerning pool bidding and regulation of the remaining power system (mainly gas-fired combined heat and power plants) are made on the basis of the calculated predictions based on the historical data sequences up to the time of decision, and then confronted with the subsequent data values in the set.

The result is that wind power can indeed be integrated into the system as planned in ENERGY 21 with a supply security as high as the current, and with average costs of incorrect bidding (submitting a bid and then having to adjust the amount delivered) constituting 12% of the average price obtained by selling wind power to the pool. Present transmission capacity turns out to be sufficient, provided that all remaining fossil plants in the system are regulated correspondingly, but still within bounds set by the heat delivery requirements.

We have made an additional simulation of a system where the Danish power production becomes close to 100% derived from wind, as compared with the 37% assumed in ENERGY 21. Even in this case, the system is still found to operate in a stable manner, and the pool exchange allows matching of supply and demand with an average cost of 21% of the average pool power sales price. This includes reinforcement of international cables for power exchange, and may be said to constitute the cost of being able to use the pool as an effective energy store. The cost can therefore be compared to that of establishing other energy storage facilities of comparable capacity.

Forord

Det foreliggende arbejde bygger på et initiativ fra Energistyrelsen, som i begyndelsen af 1996 nedsatte et "Systemudvalg" til at se på tværgående problemstillinger med relation til vedvarende energi, som ikke naturligt faldt ind under de eksisterende udvalg for afgrænsede områder som sol, vind, biomasse. Fluktuerende elektricitetsproduktion fra vedvarende energi og bindinger forbundet med samproduktion af el og varme havde tilført energidebatten begrebet "el-overløb", altså at der i perioder kunne være forhold som tvang producenterne til at producere mere el end det danske system kunne aftage. Hvis dette kunne skimtes som et problem i dag, ville det blive meget større om 35 år, når Miljø- og Energiministeriets plan ENERGI 21 er ført ud i livet, idet denne plan både antager højere samproduktion af kraft og varme end i dag, og samtidig en stor udbygning af vindkraften (som den mest rentable vedvarende energikilde under danske forhold).

Energi og Miljøgruppen ved Roskilde Universitets Institut 2 og elselskabet Elkraft foreslog derfor en nærmere undersøgelse af import og eksport, især til Danmarks vandkraftbaserede nabolande, som en nærliggende løsning på eventuelle overløbsproblemer og samtidig som en måde at køre ENERGI 21 løsningen på, der kunne tænkes mere fordelagtig end en rent indenlandsk opbygning med reservekraft og energilagring til håndtering af vindkraftens variationer. En sådan undersøgelse, baseret på timesimulering af et simplificeret nordisk vind-vandkraft system, blev allerede foretaget af Bent Sørensen i 1980-1981, men der er en væsentlig faktor, som siden har ændret sig afgørende og derved skabt behov for en ny undersøgelse: Etableringen af et nordisk auktions-system til handel med el (Nord Pool) i forbindelse med privatiseringen af det norske elproduktions-system, og i dag med Sverige som partner, Finland på vej ind, og Danmark foreløbig som børshandler men evt. senere som fuldt medlem af Den Nordiske Elbørs, har givet ændrede vilkår for elhandelen i området, og har fået os til at stille spørgsmålet, om handel med vindkraft på en sådan børs er mulig og profitabel, og hvilke spilleregler der optimalt skulle findes på børsen, for at en sådan handel kunne klare indpasningen af store mængder vindkraft i det fremtidige danske elsystem.

Resultaterne af dette arbejde fremlægges i nærværende rapport, et arbejde som for Roskilde Universitets vedkommende er støttet af en bevilling fra Energistyrelsens 8. kontor (J.nr. 51191/96-0023), og hvor Elkraft med egne midler har bidraget til udformning af principper for modelarbejdet, data og valg af kriterier for vurdering af undersøgelserne. Fra Elkraft har Bjørn Godske, Torben Olsen og Charlotte Søndergren afholdt eller deltaget i projektmøder. Modelleringsarbejdet, databehandling og udfærdigelse af nærværende rapport har RUC gruppen stået for, ved de tre på titelbladet nævnte forfattere. Projektet er gennem møder og samtaler koordineret med Energistyrelsens andre projekter i samme pulje, under vejledning af Jan Bünger.

Undervejs har vi modtaget meget betydelig hjælp til modelleringen af det danske kraft-varme system, som det udvikler sig i ENERGI 21 planscenariet, fra Sigurd Lauge Petersen i Energistyrelsens 6. kontor, og til modelleringen af det norske vandkraftsystem og handelen på den nordiske elbørs fra Jan H. Andersen (Nord Pool ASA). Risø og Elsam System har været behjælpelig med tidsserier for vind. En følgegruppe bestående af Sigurd Lauge Petersen, Energistyrelsen, Søren Krohn, Vindkraftindustrien, og Kaare Sandholt, Elkraft har støttet os gennem arbejdet.

Før den endelige udformning er modellen præsenteret udenfor arbejds- og følgegruppen for Statkraft, Ståttnet, Nord Pool og det norske Olie og Energidepartement, hvis kommentarer vi takker for, samt fremlagt for en international gruppe vandkraftspecialister ved en konference i Trondhjem.

IMPORT/EKSPORT-POLITIK SOM REDSKAB TIL OPTIMERET UDNYTTELSE AF EL PRODUCERET PÅ VE-ANLÆG

OKTOBER 1997

**Peter Meibom
Torben Svendsen
Bent Sørensen**

RUC, INSTITUTE 2
ENERGY & ENVIRONMENT GROUP

Projekt udført i samarbejde med ELKRAFT for Energistyrelsens 8.kontor,
Systemudvalgets tværgående projekter om vedvarende energi

1. Indledning	3
1.1 Formål og metode	3
1.2 Baggrunden for projektet	4
1.3 Læsevejledning	4
2. Elsystemet i dag	6
2.1 Forbrug	6
2.2 Produktion	7
2.3 Eludveksling mellem landene	8
2.3.1 Transmissionslinier	8
2.3.2 Kraftudvekslingsaftaler	10
2.3.3 Den nordiske elbørs	10
3. Model for et fremtidigt, nordisk elsystem	15
3.1 Indledning	15
3.2 Områdeinddelingen	15
3.3 Energi 21 planscenariet	17
3.3.1 Det danske el- og fjernvarmesystem	17
3.3.2 Det norske elsystem	21
3.3.3 Det svenske el- og fjernvarmesystem	22
3.4 Vedvarende energi scenario	24
3.4.1 Forbrug og produktion i Danmark	24
3.4.2 Forbrug og produktion i Norge og Sverige	25
3.5 Handel med el	25
4. Inddata og algoritmer i modellen	29
4.1 Danmark	29
4.1.1 El- og fjernvarmeforbruget i Danmark	29
4.1.2 Vindkraft	29
4.1.3 Styring af kraftvarmeverker, varmepumper og varmelagre i Energi 21 planscenariet	34
4.1.4 Styring af kraftvarmeverker og varmepumper i det vedvarende scenarie	37
4.2 Norge	38
4.2.1 Elforbruget i Norge	38
4.2.2 Vandtilstrømningen	38
4.2.3 Styring af vandkraftværker og naturgaskraftværker	39
4.3 Sverige	39
4.3.1 Elforbrug	39
4.3.2 Vindkraft	40
4.3.3 Vandkraft	40
4.3.4 Kraftvarme- og kondensværker	40
4.4 Nettab, revisions- og haverifaktorer	40
4.5 Styring af det samlede elsystem	41
4.5.1 Prioritering af elproduktionsteknologierne, elhandel mellem områderne	41
4.5.2 Styring af det danske elsystem, handel på elbørsen	43
5. Resultater	46
5.1 Energi 21 planscenariet	46
5.1.1 Årsproduktion og forbrug	46

5.1.2 Den årlige kraftoverførsel mellem områderne	48
5.1.3 Optimal transmissionskapacitet	49
5.1.4 Driftsforhold i elsystemet	52
5.1.5 Økonomiske resultater	56
5.1.6 Nutidens mølletype	61
5.1.7 Andre vindkraftforudsigelsesmodeller og kontinuerlig handel på elbørsen.	61
5.1.8 Kombination af gode og dårlige vind- og vandår	62
5.2 Vedvarende energi scenariet	66
5.2.1 Optimal transmissionskapacitet	66
5.2.2 Årsproduktion og forbrug	67
5.2.3 Årlig kraftoverførsel mellem områderne	69
5.2.4 Driftsforhold i elsystemet	69
5.2.5 Handel og fejlhandel på elbørsen	71
5.2.6 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen gennem handel på elbørsen	74
5.2.7 Kombination af gode og dårlige vind- og vandår	74
6. Konklusioner på simuleringerne	78
6.1 Energi 21 planscenariet	78
6.2 Vedvarende energi scenariet	79
A. Vindmøller	81
B. Værker i de store fjernvarmeområder	83

1. Indledning

1.1 Formål og metode

I denne rapport præsenteres resultaterne af projektet "Import/eksport-politik som redskab til optimeret udnyttelse af elektricitet produceret på vedvarende energianlæg, med særlig vægt på forholdene omkring nordisk samkøring af vind- og vandkraft". Formålet med projektet er at vurdere de tekniske forhold ved og økonomien i at løse reguleringsproblemet ved en større satsning på vindkraft i Danmark ved hjælp af samarbejde med vandkraftsystemerne i Norge og Sverige.

I projektet er opstillet en model af et hypotetisk "nordisk" elsystem bestående af Danmark, Norge og Sverige. Eksport/import-aftaler mellem Norge og Tyskland, Belgien, Holland er inkluderet i modellen. En vigtig del af projektet består i, at elhandel på den nordiske elbørs Nord Pool ASA er blevet modelleret. Dette har krævet indarbejdning af vindkraftforudsigelsesmodeller i den overordnede model.

To scenarier for indretningen af elsystemerne i Danmark, Norge og Sverige i 2030 er blevet opstillet. Vores hovedscenarie hedder Energi 21 planscenariet, idet det danske elsystem indrettes efter forskrifterne i den danske regerings energihandlingsplan "Energi 21" (Energistyrelsen 1996). Som scenarieår er valgt 2030, pga. at andelen af vindkraftproduktion og bunden elproduktion fra kraftvarmeverkerne i forhold til den samlede elproduktion i Danmark stiger jævnt fra i dag og til 2030 i Energi 21, hvilket betyder, at reguleringsproblemerne er mest markante i 2030. I scenariet har elsystemerne i Norge og Sverige fulgt en mere traditionel udvikling svarende til de officielle fremskrivninger af elproduktion og elforbrug i Norge og Sverige (Hansen, Johnsen et al. 1996) og (NUTEK 1996), således at elproduktion og elforbrug i 2030 er større end i dag.

Udover Energi 21 planscenariet har vi opstillet endnu et scenarie, hvor den danske elproduktion er næsten 100 % vindkraftbaseret. Dette er gjort for at undersøge, om et eventuelt samarbejde med vandkraftsystemerne i Norge og Sverige gør det muligt at lave en massiv indpasning af vindkraft i det danske elsystem, og hvilke krav dette stiller til vandkraftsystemet og til transmissionskapaciteten mellem de forskellige områder.

Dette scenarie er kaldt vedvarende energi scenariet, idet elproduktionen i Danmark, Norge og Sverige i 2030 udelukkende sker ved hjælp af vedvarende energikilder. El- og fjernvarmeforbruget i Danmark er det samme som i Energi 21 planscenariet, men der gennemføres elbesparelser i Norge og Sverige i samme omfang som i Danmark. I Danmark dækkes elforbruget hovedsageligt ved hjælp af vindkraft og fjernvarmeforbruget ved hjælp af eldrevne varmepumper, mens elforbruget i Norge og Sverige dækkes med vandkraft og for Sveriges vedkommende biomassefyrede kondens- og kraftvarmeverker.

Modellen undersøges ved hjælp af time for time simuleringer, hvor der benyttes målte vindhastigheds-, elforbrugs- og fjernvarmeforbrugsdata i Danmark og målte elforbrugsdata og vandtilstrømningsdata til magasiner og turbiner i Norge.

Flere parametre i modellen er blevet varieret i simuleringerne. For at klarlægge eventuelle nødvendige investeringer i øget transmissionskapacitet mellem Danmark og henholdsvis Norge og Sverige, er transmissionskapaciteten mellem Vestdanmark-Norge og Østdanmark-Sverige blevet varieret. For-

skellige kombinationer af gode og dårlige vindkraft- og vandkraftår er blevet afprøvet, og to vindkraftforudsigelsesmodeller med forskellig forudsigelsesevne er benyttet i simuleringerne for at undersøge vindkraftforudsigelsens betydning for elhandlen fra Danmark.

1.2 Baggrunden for projektet

I den seneste energiplan fra den danske regering "Energi 21" (Energistyrelsen 1996) sættes der på vindkraft og kraftvarme. Således vil vindkraftproduktionen i år 2030 udgøre ca. 50 % af elforbruget, mens hovedparten af den resterende elproduktion vil ske som bunden elproduktion på kraftvarmeværker. Dette medfører, at i 2030 vil der i nogle driftstimer være et betydeligt eloverløb i det danske system og i et mindre antal driftstimer optræde elmangel.

En mulighed for at løse disse problemer er ved eludveksling mellem Danmark og vandkraftsystemerne i Norge og Sverige. Eloverløbet fra Danmark kan inddirekte lagres i vandkraftsystemet ved at vandkraftværkerne nedsætter produktionen, når der importeres overskudsel, således at eloverskuddet opmagasineres som vand i vandmagasinerne. Omvendt kan der importeres el fra vandkraftsystemet, når der optræder elmangel i Danmark.

I et tidligere arbejde af Bent Sørensen (Sørensen 1981) blev eludvekslingen mellem et dansk elsystem baseret 100 % på vindkraft og det norske vandkraftsystem simuleret med henblik på at fastslå fordele og ulemper for vandkraftsystemet ved eludvekslingen. Dette arbejde har udgjort udgangspunktet for vores projekt.

Udover "Energi 21" er baggrunden for projektet liberaliseringen af elsektorerne i Norge og Sverige og specielt etableringen af elbørsen Nord Pool ASA for handel med el i Norge og Sverige i 1996. Idet det er besluttet at liberalisere elsektorerne i de enkelte EU-lande og arbejdet hermed er påbegyndt, er det realistisk at forestille sig, at Danmark hen ad vejen vil blive fuldt medlem af en nordisk elbørs, hvor udover Norge og Sverige også Finland vil befinde sig. På elbørsen vil hovedparten af elhandlen mellem de nordiske lande blive foretaget.

1.3 Læsevejledning

I kapitel 2 beskrives kort, hvordan elproduktionen i Danmark, Norge, Sverige og Tyskland foregår i dag. Eludvekslingen mellem landene og indretningen af den nordiske elbørs gennemgås. Dette kapitel giver baggrunden for nogle af de antagelser, der er foretaget i modellen, især omkring modelleringen af elhandlen på den nordiske elbørs.

I kapitel 3 gennemgås den overordnede model og de to scenarier, hvorefter algoritmer og inddata i modellen beskrives mere indgående i kapitel 4.

Resultaterne af simuleringerne præsenteres og diskuteres i kapitel 5, hvorefter de vigtigste konklusioner på projektet fremhæves i kapitel 6.

Referencer til kapitel 1:

Energistyrelsen (1996). Energi 21, Regeringens energihandlingsplan 1996, Miljø- & Energiministeriet.

Hansen, M. I., T. A. Johnsen, et al. (1996). Det norske kraftmarkedet til år 2020, Nasjonale og regionale fremskrivninger. Oslo-Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå, Statistics Norway.

NUTEK (1996). Svensk Elmarknad 1996.

Sørensen, B. (1981). "A combined wind and hydro power system." Energy policy March: 51-55.

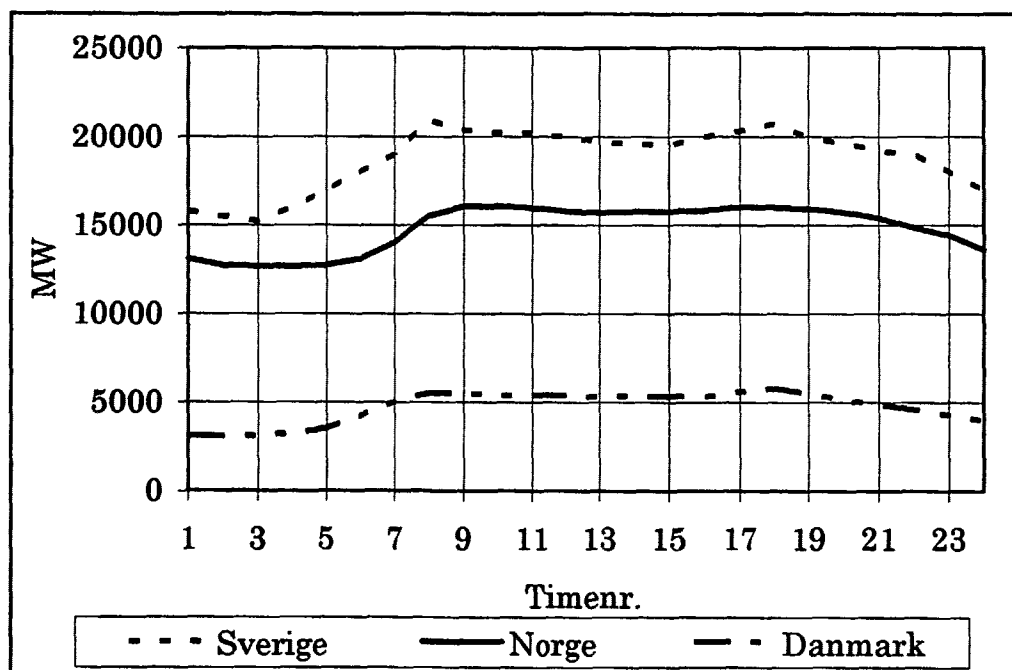
2. Elsystemet i dag

I dette kapitel beskrives kort indretningen af elsystemerne i landene Danmark, Norge, Sverige og Tyskland med speciel vægt på udvekslingen af el mellem landene. Formålet er at give baggrunden for vores modellering af eludvekslingen mellem Danmark og dets nærmeste naboer i år 2030, som er beskrevet i de følgende kapitler.

2.1 Forbrug

Elforbruget i TWh	Danmark	Norge	Sverige	Tyskland
Bruttoforbrug	33,5	111,1	137,0	526,5
Tab, pumpekraft m.m.	2,2	11,4	9,0	21,3
Nettoforbrug	31,4	99,7	128,0	505,3
Boliger	9,4	35,2	36,0	126,1
Industri (inkl. energisektoren)	9,7	43,5	56,0	261,4
Handel og Service (inkl. transport)	9,1	19,5	32,5	109,1
Øvrigt (inkl. landbrug)	3,2	1,6	3,5	8,7
Bruttoforbrug pr indbygger [kWh]	6400	25557	15498	6500

Tabel 2-1 Data for Danmark, Norge og Sverige er fra 1995 og stammer fra (Nordel 1996), mens data for Tyskland er fra 1993 og stammer fra (OECD/IEA 1995).



Figur 2-1 Den gennemsnitlige døgnbelastning d. 18 januar 1995 (Nordel 1996)

I Tabel 2-1 ses elforbruget fordelt på sektorer i de fire lande. Elforbruget pr. indbygger i Norge og Sverige er henholdsvis 4,0 og 2,4 gange højere end elforbruget i Danmark. Det høje elforbrug skyldes mindst tre forhold. For det første er industrien i Norge og Sverige meget kraftintensiv, for det andet er direkte elvarme meget udbredt i disse lande, og for det tredje har en lav energipris især i Norge medført meget lille incitament til at anvende effektivt eludstyr eller at opføre sig energibevidst.

Ud fra Figur 2-1 ses, at variationen i elforbruget gennem døgnet set i forhold til gennemsnitsforbruget er væsentligt større i Danmark end i Norge og Sverige. Omvendt varierer elforbruget gennem året mere i Norge og Sverige end i Danmark, pga. brugen af elvarme.

Fjernvarmeforbruget i Danmark an net var i 1995 32,3 TWh (Energistyrelsen 1996), mens det i Sverige i 1994 var 46,7 TWh (NUTEK). I Norge benyttes fjernvarme ikke.

2.2 Produktion

	Danmark		Norge		Sverige		Tyskland
	Effekt [MW]	Produktion [TWh]	Effekt [MW]	Produktion [TWh]	Effekt [MW]	Produktion [TWh]	Produktion [TWh]
I alt	10220	34,3	27545	123,5	34608	143,3	525,7
Vandkraft	10	0,0	27276	122,8	16152	67,0	21,5
Kernekraft					10045	66,7	153,5
Øvrig termisk kraft	9609	33,2	265	0,7	8344	9,5	344,8
Kondens	5906 ¹	32,6 ²	73	0,1	2712	0,5	310,3 ³
KV. FV-værk.	3349				3178	4,7	
KV. industri	65	0,5	157	0,4	636	4,2	
Gasturbiner m.m.	289		35	0,2	1818	0,2	34,5
Vindkraft	601	1,1	4	0,0	67	0,1	5,9 ⁴

Tabel 2-2 Installeret effekt 31.12.1995 og årsproduktion i 1995 i Danmark, Norge og Sverige (Nordel 1996). Årsproduktion i 1993 i Tyskland (OECD/IEA 1995).

Produktion og distribution af el i Danmark er geografisk delt op i to områder bestående af de dele af Danmark som ligger henholdsvis vest eller øst for Storebælt, dvs. Jylland og Fyn udgør et område og Sjælland og øerne et andet. Der er ikke mulighed for at udveksle el direkte mellem de to områder. Organisatorisk er energiselskaberne øst for Storebælt bestående af produktions-, distributions- og varmetransmissionsselskaber tilknyttet samarbejdsorganisationen Elkraft, mens energiselskaberne vest for Storebælt er tilknyttet samarbejdsorganisationen Elsam opdelt i et produktions- og et netdistributionsselskab. I hvert sit område er Elkraft og Elsam systemansvarlige for den daglige drift af elsystemet, dvs. ansvarlige for at elproduktionen tilpasses forbruget på en hensigtsmæssig måde. Samarbejdet i Elkraft og Elsam muliggør at udbygningen af produktionssystemet i henholdsvis Vestdanmark eller Østdanmark kan optimeres uafhængigt af ejerforhold.

¹ Inkl. tysk andel i Enstedværket (300 MW).

² Inkl. produktion på kraftvarmeværker.

³ Inkl. produktion på kraftvarmeværker.

⁴ Vindkraft plus andre fornybare ressourcer.

83 % af elproduktionen i Danmark i 1995 foregik på centrale kraftværker, der hovedsageligt er kulfyrede, 10 % af elproduktionen skete på naturgasfyrede eller biomassefyrede decentrale kraftvarmeværker og næsten 4 % af elproduktionen foregik på vindmøller (Energistyrelsen 1996). Der er en meget stor samproduktion af kraft og varme i systemet, idet ca. 72 % af fjernvarmeproduktionen skete som samproduktion af el og varme på centrale kraftværker og decentrale kraftvarmeværker (Energistyrelsen 1996).

Reguleringsevnen i systemet er ganske god pga. den store andel af kondensværker (5906 MW) uden kraftvarmebinding. Dog kan den samlede bundne elproduktion i form af produktion fra vindmøllerne, modtryksproduktion fra kraftvarmeværkerne og minimumsproduktion fra kørende kondensværker enkelte gange i løbet af året overstige elforbruget i en given driftstime. I denne situation taler man om, at der er eloverløb i systemet. I dag benyttes udlandsforbindelserne til at eksportere overskudsproduktionen i sådanne tilfælde.

Målene for den fremtidige udvikling af elsektoren er at mindske produktionen på de kulfyrede værker ved at erstatte den med produktion på naturgasfyrede eller biomassefyrede værker og vindmøller. Tilslutningen til de eksisterende fjernvarmenet skal øges og nettene skal udbygges. Op til 90 % af fjernvarmeproduktionen skal ske på kraftvarmeværker.

Elproduktionen i Norge er meget fleksibel, idet den hovedsageligt sker på vandkraftværker med betydelige reservoirkapaciteter (se Tabel 2-2). Den installerede effekt i vandkraftsystemet er ca. 27300 MW, men pga. hydrologiske begrænsninger, revisioner, havarier og krav til en nødvendig driftsreserve kommer den tilgængelige effekt en vinterdag ned på ca. 23700 MW, hvilket giver en rådighedsfaktor på 0,87. Det er besluttet at bygge to naturgasfyrede kraftværker i Sydvestnorge på hver 350 MW, der skal stå færdige omkring år 2000 og især benyttes til eksport til Sverige og Finland.

I Sverige sker størstedelen af elproduktionen på vandkraftværker og kernekraftværker. Ca. 90 % af vandkraftproduktionen kommer fra de nordsvenske elve, mens kernekraften er lokaliseret i den sydlige del af Sverige.

Eleffektbehovet i 1995 i Danmark, Norge og Sverige var henholdsvis 6910 MW, 20302 MW og 24435 MW ifølge (Nordel 1996). Sammenlignes med Tabel 2-2 ses at den installerede effekt i de tre lande er ca. 40 % større end eleffektbehovet, dvs. der i dag er en stor effektreserve i de tre lande.

I Tyskland sker en stor del af produktionen ved hjælp af kernekraft og stenkul- eller brunkulfyrede kraftværker. De tyske producenter er i et vist omfang bundet til at aftage indenlands producerede kul, hvilket sammen med mangel på konkurrence i den tyske elsektor har ført til ret høje elpriser i Tyskland sammenlignet med prisniveauet i resten af Europa.

2.3 Eludveksling mellem landene

2.3.1 Transmissionslinier

Når eludvekslingen mellem Danmark og andre lande skal beskrives, er det naturligt at omtale Vestdanmark og Østdanmark hver for sig, da der som nævnt ingen elveksling finder sted i dag mellem de to områder, og de derfor udveksler el med andre lande uafhængigt af hinanden. Elsystemet i Vestdanmark er synkront med elsystemet i Tyskland, og dermed med elsystemet i resten af det kontinentale Europa. Hvorimod elsystemet i Østdanmark er synkront med elsystemet i Sverige, Norge

og Finland. I Tabel 2-3 ses den samlede transmissionskapacitet af de eksisterende samkøringsforbindelser mellem Vestdanmark, Østdanmark, Norge, Sverige og Tyskland. Forbindelserne mellem Norge og Sverige består af 1800 MW imellem Oslo-området og Sverige, dvs. beliggende i den sydlige del af Norge, og resten af en række forbindelser i Midt- og Nordnorge.

Områder	Transmissionskapacitet [MW]	Kabeltype
Vestdanmark-Norge	1040	DC
Vestdanmark-Sverige	650	DC
Vestdanmark-Tyskland	1400	AC
Østdanmark-Sverige	2000	AC
Østdanmark-Tyskland	600	DC
Sverige-Tyskland	600	DC
Norge-Sverige	3500	AC

Tabel 2-3 Samlet transmissionskapacitet af de eksisterende overføringsforbindelser mellem Vestdanmark, Østdanmark, Norge, Sverige og Tyskland (Nordel 1996; Godske 1997). AC angiver en vekselstrømforbindelse og DC en jævnstrømforbindelse.

Forbindelserne mellem Danmark-Norge og Danmark-Sverige har traditionelt været benyttet til at overføre vandkraft fra Norge og Sverige til Danmark, når der var en overskudsproduktion i vandkraftsystemet, og omvendt til at overføre kulraft fra Danmark til Norge og Sverige i perioder med lille vandtilstrømning til magasinerne i vandkraftsystemet. I langt de fleste år har der været en nettoimport af kraft til Danmark fra Norge og Sverige (se fig. S16 Nordel 1996). Mellem Norge og Sverige er der en stor kraftudveksling, som de fleste år resulterer i en nettoeksport af kraft fra Norge til Sverige, idet årsproduktionen i vandkraftsystemet i Norge normalt er højere end årsforbruget i Norge.

Danmark benyttes endvidere som transitland til overførsel af kraft fra Norge og Sverige til Tyskland. Det svenske Vattenfall har rettighed til 200 MW af forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland, og fra oktober 1998 skal 400 MW af forbindelsen mellem Norge og Vestdanmark bruges af det norske Statkraft SF og det tyske PreussenElektra AG til kraftudveksling.

Områder	Transmissionskapacitet [MW]	Kabeltype	Idriftsættelse
Norge-Tyskland	1200	DC	2002-2003
Norge-Holland	600	DC	2001
Norge-Belgien	600	DC	
Vestdanmark-Østdanmark	600	DC	

Tabel 2-4 Fremtidige overføringsforbindelser mellem områderne. Forbindelserne Norge-Tyskland og Norge-Holland er besluttede, mens forbindelserne Norge-Belgien og Vestdanmark-Østdanmark er under diskussion. Forbindelsen Norge-Tyskland består af to kabler, Vikingkabel og Eurokabel, på 600 MW hver.

Ud fra Tabel 2-4 ses, at den samlede transmissionskapacitet mellem Norge og kontinental Europa vil blive kraftigt forøget omkring år 2000, idet det er blevet besluttet at bygge to kabler til Tyskland og et til Holland. Desuden er et kabel mellem Norge og Belgien under diskussion. Forbindelsen over Storebælt mellem Vest- og Østdanmark har været diskuteret gennem de seneste år. Elsam og Elkraft har tidligere vurderet, at forbindelsen ikke ville være økonomisk fordelagtig. Den nye energiaftale i Sverige, der sætter en tidsfrist for afviklingen af Barsebäck, har dog ført til, at Elsam gerne vil etab-

lere kablet, idet det i kombination med forbindelsen mellem Østdanmark og Sverige vil kunne benyttes til krafteksport fra Vestdanmark til Sverige.

2.3.2 Kraftudvekslingsaftaler

De norske elproducenter har indgået aftaler omkring udveksling af kraft mellem vandkraftsystemet i Norge og elsystemerne baseret på termisk kraft i henholdsvis Danmark, Tyskland og Holland (se Tabel 2-5). Disse aftaler udnytter, at reguleringsevnen og effektkapaciteten i vandkraftsystemet er meget høj, således at vandkraftsystemet leverer effekt i højlastperioder, som så kan importeres igen i lavlastperioder, hvis der er behov herfor. Herved kan importen fra vandkraftsystemet erstatte noget af spidslasteffekten i de termiske systemer, som har ret høje marginale produktionsomkostninger (ca. 30-40 øre/kWh for gasturbiner). I tilfælde af vådår kan vandkraftsystemet have en nettoeksport af kraft og i tilfælde af tørår en nettoimport, således at vandkraftsystemet bliver mindre følsomt overfor udsvingene i den årlige vandtilstrømning. Dette vil formodentlig føre til mere stabile kraftpriser i Norge. Det forventes, at den øgede eludveksling med kontinental Europa vil føre til, at kraftpriserne i Norge efterhånden vil stige og nærme sig et europæisk niveau.

Forbindelse	Kunder	Aftale
Norge-Vestdanmark 1000 MW til 10/98 derefter 600 MW	Norsk Krafteksport AS med Statkraft SF i spidsen og Elsam.	Norsk Krafteksport AS: eksport 1,5 TWh/år. Ledig overføringskapacitet benyttes til kortsigtet udveksling af kraft, der handles på Nordpool ASA.
Norge-Tyskland 400 MW + 600 MW fra 2003 (Vikingkabel)	Statkraft og Preussenelektra	Statkraft eksport: 2,0 TWh/år primært i dagtiden. Kortsigtet udveksling på højst 8,5 TWh/år
Norge-Tyskland 600 MW (Eurokabel)	EuroKraft Norge AS og EST EuroStrom Trading GmbH	EuroKraft Norge AS: eksport 2,0 TWh/år, import 1,5 TWh/år. Kortsigtet udveksling
Norge-Holland 600 MW	Norsk Krafteksport AS og Sep	Norsk Krafteksport AS: eksport i højlast 2,16 TWh/år. Sep option til at eksportere og Norge ret til at importere 0,6 TWh/år. Kortsigtet udveksling

Tabel 2-5 Kraftudvekslingsaftalerne mellem vandkraftproducenterne i Norge og elselskaberne i henholdsvis Danmark, Tyskland og Norge. Alle aftalerne løber 25 år. Med kortsigtet udveksling menes udveksling af kraft med kort varsel, når det er fordelagtigt for begge parter.

2.3.3 Den nordiske elbørs

Den nuværende nordiske elbørs har navnet Nord Pool ASA og er markedsplads for handel med el i Norge og Sverige. Ejerne af børsen er de systemansvarlige for drift og udbygning af transmissionsnettet i Norge og Sverige nemlig Statnett SF og Svenska Kraftnätt, som ejer 50 % hver. Elbørsen består af to markeder, døgnetmarkedet hvor kontrakter der indebærer fysisk leverance af kraft bliver indgået, og ugemarkedet eller terminsmarkedet som er et finansielt futures marked til prissikring af fremtidige kraftleverancer op til 3 år frem i tiden. For at sikre balance mellem produktion og forbrug af kraft eksisterer der i Norge i tilgift hertil yderligere et marked kaldet regulerkraftmarkedet, mens denne funktion i Sverige varetages af Balancetjenesten.

Aktørerne på døgnetmarkedet består af elproducenter, distributører af el, mæglere og industrivirksomheder. Der er ca. 130 i alt, hovedsageligt fra Norge og Sverige, men også Danmark, Finland og Rusland er repræsenteret, hvoraf de danske aktører er Elsam og Elkraft.

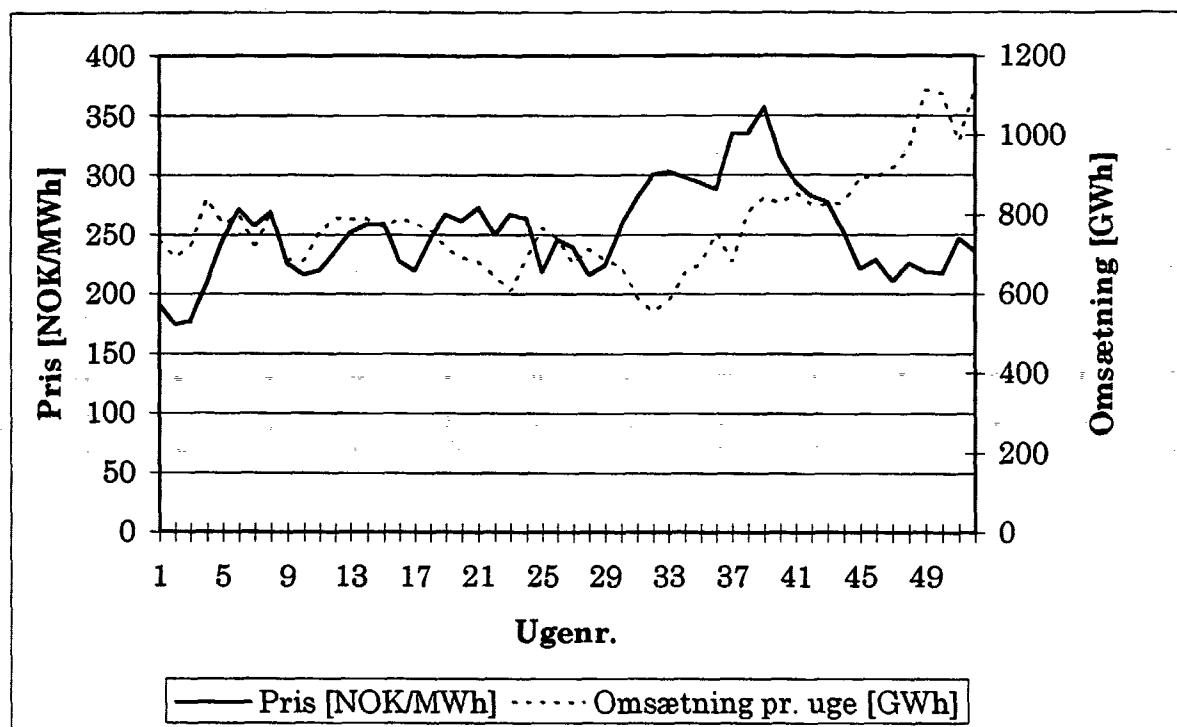
2.3.3.1 Døgnmarkedet

Døgnmarkedet er et spotmarked for fysisk kraftudveksling. Her omsættes kontrakter for levering af kraft det næste døgn. Hver kontrakt består af en leverancetime, en effekt i MW og en pris i svenske eller norske kroner. Handlen foregår på følgende måde: Klokken 12.00 hver dag skal samtlige aktører anmelde, hvad de ønsker at købe eller sælge fra midnat og 24 timer frem. Anmeldelsen viser køb/salgs kvantum ved forskellige priser for hver time i denne periode. Alle anmeldelserne ordnes i en tilbudskurve for salg af kraft og en efterspørgselskurve for køb af.

Skæringspunktet mellem de to kurver bestemmer balanceprisen og denne bliver lig kraftprisen, såfremt der ikke er kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet. Denne handelsform kaldes for handel i markeds kryds, auktionshandel eller simultan prissætning. Når balanceprisen for hver time er fastlagt får aktørerne besked om, hvor meget de har solgt eller købt i det næste døgn.

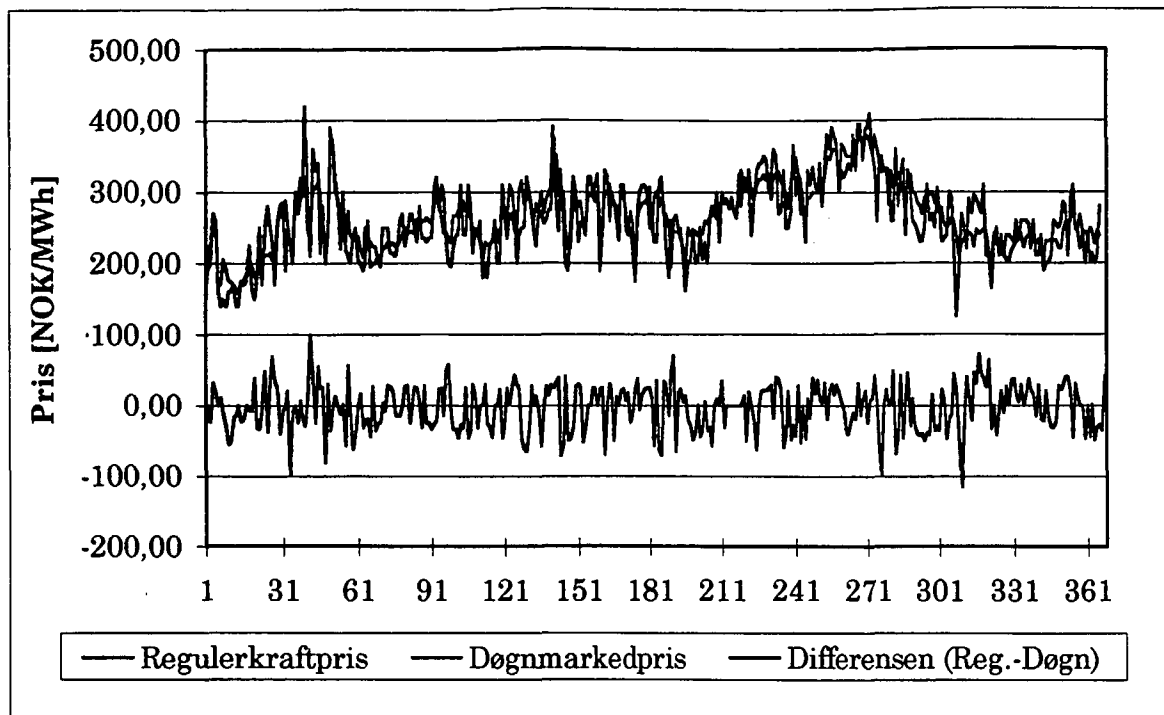
Kapacitetsbegrænsninger i transmissionsnettet håndteres forskelligt i det norske og det svenske system. Den norske løsning går ud på at dele Norge ind i en række anmelde-områder, dvs. hver anmeldelse fra aktørerne tilknyttes et bestemt geografisk område, hvor den fysiske kraftudveksling hørende til kontrakten vil finde sted. Opstår der kapacitetsbegrænsninger mellem anmelde-områderne løses det ved at sænke prisen på kraft i overskudsområderne og hæve den i underskudsområderne. Derved vil udbuddet af kraft falde i overskudsområderne og stige i underskudsområderne, således at kraftoverføringen fra overskudsområdet til underskudsområdet falder til niveauet bestemt af den maksimale overføringskapacitet mellem områderne. Ændringen af prisen sker vha. en kapacitetsafgift, der i overskudsområdet lægges på sælger og godskrives køber, mens den i underskudsområdet godskrives sælger og lægges på køber. Dvs. de aktører som bidrager til at mindske flaskehalse i nettet godskrives kapacitetsafgiften, mens de som øger flaskehalsene belastes med kapacitetsafgiften.

I Sverige bruges et andet virkemiddel end kapacitetsafgifter, hvilket ses ved at Sverige altid udgør et anmelde-område. Den svenske løsning til at opnå kraftbalance mellem forskellige områder er, at Svenska Kraftnätt benytter et modkøbsprincip. Hermed menes at Svenska Kraftnätt betaler for nedregulering i overskudsområder og for opregulering i underskudsområder. Omkostningerne ved modkøbene dækkes gennem tarifferne for kraftoverføring, som tilfalder Svenska Kraftnätt.



Figur 2-2 Gennemsnitspris pr. uge i norske kroner og omsætning pr. uge på døgnet i 1996 udleveret af Nord Pool ASA (Andersen 1997).

I Figur 2-2 er gennemsnitsprisen pr. uge på døgnet i 1996 angivet. Det ses, at prisen varierede mellem 180 NOK/MWh og 360 NOK/MWh. 1996 var et ekstremt tørt år, så derfor var gennemsnitsprisen på døgnet væsentligt højere end i de to forgående år, nemlig 252 NOK/MWh i 1996 i forhold til 185 NOK/MWh i 1994 og 113 NOK/MWh i 1995. Prisen på døgnet varierer gennem døgnet med højst pris i tidsrummet fra kl. 7 til 22, og afspejler dermed forbrugsvariationen gennem døgnet. Prisen varierer også i løbet af året og som nævnt fra år til år. Prisniveauet på et givet tidspunkt afhænger af mange faktorer, hvoraf den vigtigste formodentlig er mængden af vand i de norske og svenske vandkraftsystemer, dvs. fyldningsgraden i magasinerne og vurderingen af sne-mængden i bjerge og skove.



Figur 2-3 Regulerkraftprisen, døgnmarkedprisen og differensen mellem de to i time 10 (kl. 9.00-10.00) hver dag i 1996. Data udleveret af Nord Pool ASA (Andersen 1997).

2.3.3.2 Regulerkraftmarkedet og Balancetjenesten

Idet kontrakterne for salg og køb af kraft som nævnt bliver indgået fra 12 til 35 timer før den aktuelle leveringstid kan det ske, at der opstår en ubalance mellem den gennem kontrakterne aftalte produktion af el og det aktuelle forbrug eller den aktuelle produktion. Dette sker, hvis nogle af aktørernes prognoser for elforbruget rammer ved siden af, eller hvis større produktionsenheder pludselig falder væk. For at håndtere denne situation eksisterer der i Norge et regulerkraftmarked og i Sverige en balancetjeneste.

På regulerkraftmarkedet handles der som navnet antyder med regulerkraft, dvs. ledig kapacitet stillet til rådighed for den systemansvarlige til en eventuel op- eller nedregulering af produktionen. De aktive anmeldere på dette marked skal kunne regulere sin indlevering eller sit udtag af kraft i løbet af et kvarter, hvilket betyder at det i dag kun er producenter, som optræder som aktive anmeldere. Alle øvrige aktører er passive aktører som afregnes ud fra deres ubalance mellem målte værdier for indlevering/udtag og kontraktlige forpligtelser.

En anmeldelse kan ske frem til 3 timer før driftstimen og skal indeholde pris og kvantum for henholdsvis op- og nedregulering. Ud fra anmeldelserne sorteres alle tilgængelige reguleringsobjekter i hver time efter pris. Ved opregulering aktiverer den systemansvarlige successivt de anmeldte opreguleringsenheder startende med den billigste og ved nedregulering aktiveres nedreguleringsenhederne startende med den dyreste. Prisen på den sidst aktiverede enhed i løbet af timen definerer timeprisen i markedet, hvorefter alle aktører afregnes til samme pris.

Aktørerne og slutbrugerne bag aktørerne vil normalt forbruge el uafhængigt af aktørernes køb på døgnmarkedet. Hvor stor fejl de har gjort i deres prognoser vil derfor afspejles i deres omsætning på

regulerkraftmarkedet. Prisforskellen mellem døgmarkedet og regulerkraftmarkedet bestemmer, hvor stort økonomisk tab en fejlprognose tilføjer aktøren.

I Figur 2-3 ses forskellen mellem regulerkraftprisen og døgmarkedprisen i en bestemt driftstime, time 10, hver dag i løbet af 1996. Når differensen er positiv, dvs. regulerkraftprisen er større end døgmarkedprisen, er der iværksat en opregulering af produktionen, og når differensen er negativ en nedregulering af produktionen. I 10 % af driftstimerne var forskellen nul, dvs. der var ikke behov for at foretage en op- eller nedregulering i disse driftstimer. Middelværdien og standardafvigelsen af prisforskellen ved opregulering i denne driftstime er henholdsvis 25,7 NOK/MWh og 15,1 NOK/MWh, mens middelværdien og standardafvigelsen af prisforskellen ved nedregulering er 34,1 NOK/MWh og 19,6 NOK/MWh. Mængden af regulerkraft som aktiveredes ved nedregulering var i gennemsnit større end mængden af regulerkraft, der aktiveredes ved opregulering, hvilket forklarer hvorfor middelværdien af prisforskellen ved nedregulering er større end middelværdien ved opregulering. Maksimumforskellen ved op- og nedregulering var henholdsvis 99,3 NOK/MWh og 115,7 NOK/MWh.

Det ses ud fra ovenstående værdier, at omkostningen ved at lave en fejlprognose i gennemsnit er ca. 30 NOK/MWh og kun yderst sjældent kommer over 100 NOK/MWh.

Balancetjenesten organiseres af Svenska Kraftnätt og har samme funktion som regulerkraftmarkedet. Alle svenske aktører på døgmarkedet skal have en aftale med et selskab, de har som balanceansvarlig i Sverige. De balanceansvarlige er aktører i balancetjenesten og består hovedsageligt af kraftproducenter. Disse selskaber planlægger deres elproduktion og elindkøb, således at balancen i systemet opretholdes. De ubalancer som alligevel opstår prissættes og afregnes.

Referencer til kapitel 2:

Andersen, J. H. (1997). , Nord Pool ASA.

Energistyrelsen (1996). Energistatistik 1995.

Godske, B. (1997). , Elkraft.

Nordel (1996). Årsberetning 1995.

NUTEK Energirapport 1995.

OECD/IEA (1995). "Electricity information." .

3. Model for et fremtidigt, nordisk elsystem

3.1 Indledning

I dette kapitel beskrives modellen for et nordisk elsystem i år 2030. Overordnet set består modellen af en række geografiske områder forbundet med transmissionslinier. I hvert område er der et forbrug og en produktion af el og fjernvarme. Hvordan forbruget og produktionen er sammensat bestemmes i to scenarier for det nordiske elsystem i år 2030. Det første scenario kaldes "Energi 21 planscenariet", idet det danske elsystem i dette scenario indrettes efter forskrifterne i den danske regerings energihandlingsplan "Energi 21". Et hovedformål i energiplanen er at nedsætte det samlede danske CO₂-udslip i år 2005 med 20 % i forhold til niveauet i 1988 og med 50 % i år 2030, hvilket betyder, at vedvarende energi og energibesparelser spiller en stor rolle. I dette scenario antager vi, at de norske og svenske elsystemer følger en mere traditionel udvikling, hvor elforbruget stiger som følge af den økonomiske vækst.

Det andet scenario kaldes for vedvarende energi scenariet, og består af et nordisk elsystem som udelukkende benytter vedvarende energikilder. El- og fjernvarmeforbruget i Danmark er det samme som i Energi 21 planscenariet, men der gennemføres elbesparelser i Norge og Sverige i samme omfang som i Danmark. I Danmark dækkes elforbruget hovedsageligt ved hjælp af vindkraft og fjernvarmeforbruget ved hjælp af varmepumper, mens elforbruget i Norge og Sverige dækkes med vandkraft og for Sveriges vedkommende biomassefyrede kraftvarmeværker.

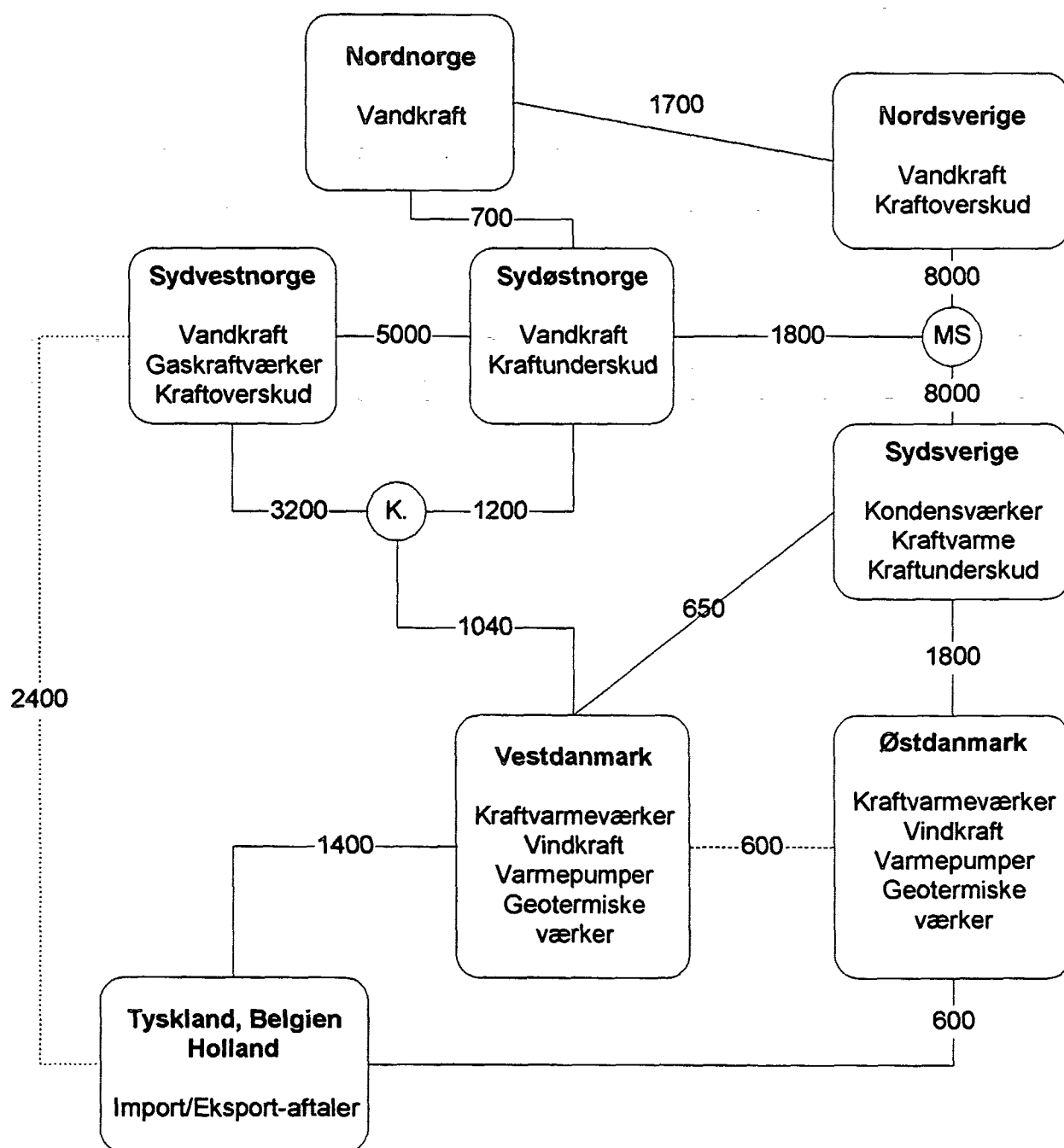
Vi starter med at gennemgå områdeinddelingen i modellen, hvorefter de to scenarier beskrives nærmere.

3.2 Områdeinddelingen

Figur 3-1 viser, hvordan områdeinddelingen i modellen er kommet til at se ud. Det "nordiske" elsystem består af 3 hovedområder, nemlig Danmark, Norge og Sverige. Et område bestående af Tyskland, Holland og Belgien er medtaget pga. at kraftudvekslingsaftalerne mellem Norge og disse lande vurderes at få et sådant omfang, at det vil have en væsentlig betydning for vores problemstilling.

Danmark, Norge og Sverige er yderligere opdelt, således at modellen i alt består af 8 områder. Inddelingen af Norge svarer til Statnett's opdeling af Norge i område 1 (Sydøstnorge), område 2 (Sydvestnorge) og område 3+4 (Nordnorge). Sydvestnorge består af amterne Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane. Sydøstnorge består af amterne Østfold, Akershus, Oslo, Hedmark, Oppland, Buskerud, Vestfold, Telemark, Aust-Agder, Vest-Agder, og endelig består Nordnorge af resten af Norge⁵. Sverige er opdelt i en nordlig og en sydlig del af en skillelinie, der løber lidt nord for Stockholm og adskiller hovedparten af vandkraftsystemet fra det termiske system., således at Nordsverige består af amterne Kopparbergs län, Gävleborgs län, Västernorrlands län, Jämtlands län, Västerbottens län og Norrbottens län, og Sydsverige udgør resten. Skillelinien svarer nogenlunde til hvad Svenska Kraftnätt benævner snit 2.

⁵ Resten af Norge er amterne Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag, Nord-Trøndelag, Nordland, Troms, Finmark.



Figur 3-1 Områdeinddelingen i modellen. Tallene på forbindelseslinierne angiver den eksisterende og planlagte overførsels-kapacitet i MW mellem områderne. Overførsels-kapaciteterne mellem landene er taget fra (Nordel 1996), mens værdierne af transmissionskapaciteterne mellem Nord-, Sydvest- og Sydøstnorge og Syd- og Nordsverige angivet på figuren er mere usikre og baseret på oplysninger fra forskellige kilder. De to cirkler på figuren angiver knudepunkter for transmissionslinier. Bogstavet K i den ene cirkel står for Kristiansand, der er anløbsstedet for 1040 MW linien mellem Vestdanmark og Sydnorge. MS i den anden cirkel angiver, at det er et knudepunkt i Midtsverige. Forbindelsen mellem Sydvestnorge og Tyskland/Belgien/Holland-området består af to kabler til Tyskland og et kabel til henholdsvis Belgien og Holland. I de enkelte områder er angivet de elproduktionsteknologier som eksisterer i områderne i Energi 21 plan-scenariet, og det er angivet om området i middel har kraftunderskud eller -overskud.

I gennemsnit er der en stor krafteksport fra Sydvestnorge til Sydøstnorge og tilsvarende fra Nordsverige til Sydsverige. Idet udvekslingen af kraft fra Danmark sker direkte til Sydøstnorge og

Sydsverige, vil den danske krafteksport reducere kraftoverførelsen mellem henholdsvis Sydvest- og Sydøstnorge og Nord- og Sydsverige. Dette betyder mindskede transmissionstab i det norske og svenske net og kan lede til, at eksporten fra Danmark får en højere værdi. Begrundelsen for at opdele Sydnorge og Sverige i to områder hver er derfor at undersøge, på hvilken måde eksporten/importen fra Danmark påvirker kraftoverførelsen mellem disse områder.

I denne forbindelse ville det have været interessant at opdele Sydsverige i endnu to områder, adskilt af Svenska Kraftnätts snit 4, der løber tværs over Sverige lige syd for Ringhals i vest og Oskarshamn i øst. I dag eksisterer der nemlig en flaskehals i transmissionsnettet, der gør det vanskeligt at få vandkraften fra Nordsverige og kernekraften fra Forsmark, Ringhals og Oskarshamn ned i den sydligste del af Sverige bestående af Helsingborg og Malmö-området, som udgør et kraftunderskudsområde. Det har dog ikke været muligt at foretage denne yderligere opdeling, pga. mangel på elforbrugs- og elproduktionsdata fordelt på de enkelte områder.

Danmark er inddelt i to områder, pga. at potentialet for den landbaserede vindkraft er væsentligt større i Vestdanmark end i Østdanmark, og det er interessant at undersøge om dette leder til større problemer med indpasningen af vindkraft i Vestdanmark.

Områderne er forbundet med i alt 15 transmissionslinier. To af forbindelserne mellem Sydvestnorge og Tyskland/Belgien/Holland-området og mellem Vest- og Østdanmark eksisterer ikke endnu, men forudsættes etableret. På Figur 3-1 er angivet et skøn over, hvad kapaciteten af forbindelserne er i dag eller for de endnu ikke eksisterende forbindelser, hvilken kapacitet de vil få. Disse værdier angiver kapaciteten af linierne i simuleringerne. Dog varieres kapaciteten af linierne mellem Vestdanmark og Sydøstnorge og linien mellem Østdanmark og Sydsverige i simuleringerne.

Forbindelsen mellem Sverige og Tyskland på 600 MW (Baltic cable) er ikke medtaget i modellen. Begrundelsen for dette er, at vi ikke har nogen klar ide om på hvilken måde, der vil blive udvekslet el mellem Sverige og Tyskland i år 2030, idet både den svenske og tyske elproduktion vil undergå store forandringer indenfor denne tidshorisont.

3.3 Energi 21 planscenariet

3.3.1 Det danske el- og fjernvarmesystem

I rapporten "Energi 21, Forudsætninger og resultater" (Energistyrelsen B1996) beskrives forudsætningerne for to scenarier for den danske energisektors udvikling i perioden 1995-2030 udarbejdet af energistyrelsen. Scenarierne er kaldt referenceforløbet og planforløbet, hvor planforløbet er lig med regeringens energihandlingsplan. Vores scenarie kaldet Energi 21 planscenariet svarer, som navnet indikerer, til planforløbet, dvs. antagelserne i Energi 21 planscenariet om indretningen af den danske elsektor i år 2030 er hovedsageligt taget fra planforløbet⁶.

Den interessante del af energisektoren for dette projekt er elsystemet og fjernvarmesystemet. Fjernvarmesystemet må medtages pga. bindingen mellem fjernvarmeproduktionen og elproduktionen i form af kraftvarmeværker. I scenariet deles det danske fjernvarmenet op i 26 store fjernvarmeområder, dvs. fjernvarmenettene til de større byer, og derudover et såkaldt restfjernvarmeområde, som dækker fjernvarmenettene i de mindre byer. Det danske elsystem er som i dag delt op i to områder, men med mulighed for udveksling mellem områderne.

⁶ Der er dog visse (små) afvigelser fra planforløbet i Energi 21 og Energi 21 planscenariet i dette projekt, bl.a. optræder bølgekraft og solceller ikke i Energi 21 planscenariet, mens der er installeret 100 MW solceller og 100 MW bølgekraft i planforløbet i Energi 21 i år 2030.

3.3.1.1 Forbrug

Energiforbruget i scenariet bestemmes ved at fremskrive energiforbruget i 1994. Udgangspunktet er en fremskrivning af den økonomiske aktivitet i samfundet til år 2030 fra finansministeriet. Der regnes med en årlig vækst på 1,75 % gennem hele perioden med størst vækst i starten, ca. 2,2 % fra 1995-2005, og 1,5 % sidst i perioden. Forbruget fremskrives i to trin. Først bestemmes væksten i energiforbruget som følge af det øgede aktivitetsniveau i samfundet, idet der antages et direkte forhold mellem aktivitetsniveau og energiforbrug. Forholdet bestemmes ud fra historiske sammenhænge mellem energiforbrug og forskellige aktivitetsparametre, der karakteriserer aktiviteten i de forskellige samfundssektorer. Derefter medregnes effekten af konkrete teknologiske tiltag eller forandringer, dvs. effektiviseringer i slutanvendelserne eller i energiforsyningsmåden, omlægninger fra en forsyningsteknologi til en anden (f.eks. fra elvarme til elvarmepumper), eller fremtidige ændringer i adfærd som følge af kampagner eller afgifter.

Metoden stiller store krav til det anvendte datamateriale, idet energiforbruget skal kunne fordeles på samfundssektorer, energiformer, slutanvendelser, forsyningsområder og forsyningsteknologier. Datamaterialet og metoden er nærmere beskrevet i (Energistyrelsen B1996, kap. 1).

Resultatet af fremskrivningen er, at elforbruget i år 2030 af værk, dvs. fra regnet egetforbruget på værkerne, er 31,21 TWh, hvilket svarer til et fald på 7 % i forhold til 1994. At elforbruget kan falde på trods af den pæne økonomiske vækst i samfundet, skyldes at en lang række effektivitetsforbedringer i slutanvendelserne er forudsat gennemført, og at elvarme omlægges til andre forsyningsformer. Elforbruget fordeles mellem Vest- og Østdanmark med 60 % af forbruget i Vestdanmark og 40 % i Østdanmark. Denne fordeling svarer til fordelingen i 1994, som forudsættes ikke at ændre sig væsentligt i fremtiden.

Fjernvarmeforbruget an net er 123,2 PJ i år 2030, en stigning på 11 % fra 1994 til år 2030. Stigningen skyldes, at fjernvarmenettene udbygges og tilslutningsgraden i områderne øges, men samtidig er der forudsat betydelige varmebesparelser, der reducerer forbruget. Fordelingen af fjernvarmeforbruget i år 2030 på de forskellige fjernvarmeområder ses i Tabel 3-1.

Fjernvarmeområde	Forbrug [PJ]	Fjernvarmeområde	Forbrug [PJ]	Fjernvarmeområde	Forbrug [PJ]	Fjernvarmeområde	Forbrug [PJ]
Brønderslev	0,5	Hjørring	1,0	Odense	10,8	TVIS	5,9
Esbjerg	4,3	Holstebro	1,6	Randers	1,9	Viborg	0,9
Frederikshavn	0,9	Horsens	1,0	Restfjernvarme	28,6	Vordingborg	0,6
Grenå	0,4	Kalundborg	0,9	Rønne	0,7	Åbenrå	1,2
Helsingør	1,1	København	34,6	Silkeborg	1,3	Ålborg	5,8
Herning	2,8	Nykøbing	0,7	Slagelse	0,5	Århus	11,1
Hillerød	2,6	Næstved	0,7	Sønderborg	0,8		

Tabel 3-1 Fjernvarmeforbruget i 2030 fordelt på fjernvarmeområderne (Energistyrelsen B1996, bilag 2).

3.3.1.2 Produktion

I Energi 21 planscenariet sker elproduktionen på vindmøller og kraftvarmeverker, mens fjernvarmeproduktionen sker på kraftvarmeverker, fjernvarmeverker, geotermiske værker og varmepumper.

Elproduktionssiden er i forhold til dagens elproduktion præget af følgende fire forhold:

- En stor andel af vindmøller i systemet med en gennemsnitlig årsproduktion på 16,9 TWh svarende til 54 % af det danske elforbrug.
- En kraftig binding mellem el- og varmeproduktionen på de termiske værker, idet der ikke eksisterer kondensværker i år 2030, og af en samlet eleffekt på 5600 MW fra modtryks- og udtagsværker er effekten af modtryksdelen ved maksimal varmeproduktion 5300 MW.
- Et skift i brændselssammensætningen fra kul til naturgas, biomasse og affald, heraf udgør naturgas cirka halvdelen af det samlede brændselsforbrug i år 2030 og biomasse og affald resten.
- Mange små elproduktionsanlæg i form af vindmøller, industriel kraftvarme og decentrale kraftvarmeværker.

3.3.1.2.1 Vindmøller

Vindmøllerne antages at udvikle sig teknologisk, således at de får variabel omdrejningshastighed og smig(pitch)-regulering. Dette gør dem i stand til at udnytte energien i vinden effektivt ved både høje og lave vindhastigheder, hvilket ses af, at C_p -værdien⁷ for møllerne er konstant i vindhastighedsintervallet fra 4 m/s til 12 m/s. Effektkurven for fremtidens mølle er taget fra (RISØ, ELKRAFT et al. 1995) og er gengivet i appendiks A. Møllerne bliver desuden højere og større end i dag med en navhøjde på 60 meter og en kapacitet på 2,5 MW pr mølle. De bliver udstyret med en frekvensomformer med mulighed for regulering af reaktivt forbrug. Fordelingen af møllerne mellem Vest- og Østdanmark sker med 80 % af de landbaserede møller placeret i Vestdanmark, hvilket svarer til fordelingen i dag og det estimerede fremtidige potentiale for landplacerede møller. Havmøllerne derimod placeres med halvdelen af kapaciteten i hvert område, idet der i (Energistyrelsen A1996) er udpeget fire havområder som er velegnede til placering af havmøller, og af disse områder ligger to i Vestdanmark og to i Østdanmark.

For at illustrere betydningen af produktudviklingen af vindmøllerne for indpasningen af vindkraft i elsystemet laves også et scenario, hvor nutidens design af vindmøller benyttes ved at tage en effektkurve fra en eksisterende vindmølle af typen Nordex 52, og benytte den i simuleringerne.

3.3.1.2.2 Kraftvarmeværker

Kraftvarmeværkerne er delt op i tre kategorier. Industriel kraftvarme og minikraftvarme⁸, decentral kraftvarme i restfjernvarmeområdet, decentral og central kraftvarme i de 26 store fjernvarmeområder.

Industriel kraftvarme og minikraftvarme leverer ikke altid varme til et fjernvarmenet, men varme som forbruges lokalt i en virksomhed eller bolig. I landbruget benyttes der biogaskraftvarme, mens der i andre erhverv især benyttes naturgaskraftvarme. I år 2030 har disse værker en samlet kapacitet på ca. 1400 MW og producerer 8,0 TWh. Det lokale varmebehov antages at være styrende for varmeproduktionen og den dermed tilhørende elproduktion, dvs. det forudsættes, at varmeakkumulatorer ikke spiller nogen væsentlig rolle. Forudsætningerne omkring disse værker er mere indgående beskrevet i (Energistyrelsen B1996). I (Elsam, Elkraft et al. 1991) er potentialet for den industrielle kraftvarme i henholdsvis Vest- og Østdanmark vurderet. I overensstemmelse med dette placeres 80 % af produktionen fra den industrielle kraftvarme i Vestdanmark og 20 % i Østdanmark.

I restfjernvarmeområdet produceres 72 % af varmen på kraftvarmeværker og resten på fjernvarmeværker og solvarmeanlæg. De mest benyttede brændsler er natur- og biogas. I Tabel 3-2 ses data for

⁷ C_p -værdien er for en given vindhastighed defineret som forholdet mellem vindmøllens elproduktion målt i watt og energiindholdet i den mængde vind, der passerer gennem vindmøllens overstrøgne areal pr. sekund.

⁸ Minikraftvarme er små kraftvarmeanlæg i tilknytning til lejlighedsbyggerier eller enfamilieboliger, som producerer varme til dækning af varmebehovet i ejendommen og sender kraft ud på nettet.

kraftvarmeteknologierne i restfjernvarmeområdet. Fordelingen af værkerne mellem Vest- og Østdanmark sker med 66 % beliggende i Vestdanmark og 34 % i Østdanmark. Værkerne er modtryksværker med tilhørende varmeakkumulatører. Kapaciteten af varmeakkumulatørerne er forudsat værende lig den maksimale fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeværkerne i 6 timer, således at varmeakkumulatørerne kan benyttes til at fordele elproduktionen gennem døgnet på den mest hensigtsmæssige måde.

Teknologi	NG-KV	Halm KV	Træ-KV	Affald-KV	Biogas-KV
Elvirkningsgrad	39 %	23 %	25 %	18 %	38 %
Varmevirkningsgrad	46 %	54 %	70 %	57 %	40 %
Elkapacitet [MW]	524	40	53	16	173
Varmeforsyningsandel af restfjernvarmeområdet	35,2 %	5,8 %	9,3 %	3,0 %	18,9 %

Tabel 3-2 Driftsdata, kapacitet og varmforsyningsandel for kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet .

I modsætning til kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet og de industrielle kraftvarmeværker er kraftvarmeværkerne i de 26 store fjernvarmeområder specificeret individuelt, dvs. for hvert fjernvarmeområde er det angivet, hvilke værker som forefindes i dette område. En liste over værkerne ses i appendiks B. Værkerne kan opdeles i 5 grupper efter deres brændselsanvendelse og driftsdata. I Tabel 3-3 er angivet driftsdata for hver gruppe.

Brændsel	Naturgas	NG og affald	Halm el. energiafg.	Biogas	Affald
Eleffekt pr. værk [MW]	417,6-498	43-50	15-90	0,7-2,6	3,7-33,8
Varmeeffekt pr. værk [MW]	240-280	43-50	21-128	0,8-3	8,3-75
Samlet eleffekt i gruppen	2615	141	415	5	215
Samlet varmeeffekt i gr.	1480	141	606	5	477
C_m^9	1,60-1,64	1,00	0,50-0,55	0,89	0,45
C_v^{10}	0,14	0	0,15	0	0

Tabel 3-3 Kraftvarmeværkerne i de store fjernvarmeområder opdelt efter deres brændselsanvendelse.

Den centrale elkapacitet består af seks, naturgasfyrede, combined cycle-værker med en eleffekt pr. værk på ca. 420 MW. Udover disse værker er de eneste udtagsværker i systemet biomasseværker fyret med halm eller energiafgrøder. Når varmereproduktionen er maksimal er den samlede kapacitet af udtagsdelen af værkerne 298 MW, hvilket skal ses i forhold til at den samlede kapacitet af de industrielle kraftvarmeværker, kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet, modtryksværkerne og modtryksdelen af udtagsværkerne i de store fjernvarmeområder er ca. 5300 MW. For at løse den meget tætte binding mellem el- og varmereproduktionen er der installeret varmeakkumulatører i de enkelte fjernvarmeområder med en kapacitet svarende til den maksimale fjernvarmereproduktion fra kraftvarmeværkerne i 6 timer.

⁹ C_m -værdien ved maksimal varmereproduktion er defineret som eleffekt i modtryksdrift, divideret med fjernvarmeeffekten.

¹⁰ C_v -værdien for et udtagsanlæg er defineret som forskellen i eleffekt mellem kondensdrift og modtryksdrift ved konstant maksimal kedelydelse, divideret med fjernvarmeeffekten i modtryksdrift. C_v -værdien er kun relevant for udtagsanlæg.

Dimensioneringskriteriet for kraftvarmeforsyningen i de forskellige fjernvarmeområder er på ca. 60 % effektdækning og ca. 90 % energidækning. Resten af fjernvarmebehovet i spidslastperioder forudsættes dækket ved hjælp af kedler fyret med olie, kul, naturgas eller affald.

3.3.1.2.3 Geotermiske værker og varmepumper.

Til at supplere fjernvarmeforsyningen fra kraftvarmeverkerne etableres der i København og Århus geotermiske anlæg, og i København og Esbjerg ældre varmepumper. De geotermiske anlæg har en virkningsgrad på 6 og varmepumpernes virkningsgrad er 3.5. Den samlede varmeeffekt af disse værker er 1170 MW fordelt på 420 MW varmepumper og 750 MW geotermiske anlæg. Anlæggene er interessante, idet de forbruger el, således at de kan medvirke til at nedbringe et eventuelt eloverløb.

3.3.2 Det norske elsystem

Fremskrivningen af forbruget og produktionen i den norske elsektor er taget fra rapporten "Det norske kraftmarkedet til år 2020, Nasjonale og regionale fremskrivninger" (Hansen, Johnsen et al. 1996). Til fremskrivningen benyttes to modeller udviklet på Statistisk sentralbyrå i Norge kaldet MSG-6 og Kraftmarkedsmodellen. MSG-6 er en ligevægtsmodel for hele den norske økonomi, som benyttes af offentlige udvalg i Norge til langsigtede fremskrivninger af den norske økonomi, mens Kraftmarkedsmodellen kun modellerer elsektoren. Modellerne er opbyggede på den måde, at der opstilles en generel omkostnings- eller indtægtsfunktion som minimeres eller maksimeres under et antal betingelser. Løsningen af dette problem bestemmer værdierne på størrelserne i modellen.

I Kraftmarkedsmodellen er elforbruget, produktionen og udvekslingen med udlandet gennem et år delt op i 2 sæsoner, og derudover er hver uge delt ind i høj- og en lavlastperioder. Vintersæsonen er fra uge 1-18 og uge 41-52, mens sommersæsonen er fra uge 19-40. Højlastperioden er fra kl. 8-22 på hverdage og lavlastperioden er resten af ugen.

	Højlast, sommer	Lavlast, sommer	Højlast, vinter	Lavlast, vinter
Antal driftstimer i hver periode	1650	2046	2265	2799

Tabel 3-4 Antallet af driftstimer fordelt på højlast- og lavlasttimer i vinter- og sommersæsonen.

I rapporten undersøges betydningen af, at der etableres 2400 MW transmissionskapacitet til Tyskland/Belgien/Holland-området udover de 3600 MW som bruges til udveksling med Sverige, Danmark og Finland. Pga. den store forskel i de termiske systemer på prisen i lavlast og højlast resulterer dette i en stor eksport fra Norge i højlastperioderne og en stor import i lavlastperioderne.

3.3.2.1 Forbrug

Område	N-Norge 1994	N-Norge 2030	SV-Norge 1994	SV-Norge 2030	SØ-Norge 1994	SØ-Norge 2030
Elforbrug [TWh]	31,8	35,5	27,8	32,2	53,9	67,2

Tabel 3-5 Elforbruget i Norge fordelt på områder.

Forbruget af el i Norge stiger med 0,7 % pr. år fra 1995-2010 og med 0,3 % pr. år fra 2010-2020, dvs. væksten i forbruget halveres (Hansen, Johnsen et al. 1996 tabell 3.4). For at fortsætte frem-

skrivningen af forbruget til år 2030 har vi forudsat endnu en halvering i forbrugsvæksten, dvs. en stigning på 0,15 % pr. år. I Tabel 3-5 ses forbruget i år 2030 fordelt på de tre områder ved brug af (Hansen, Johnsen et al. 1996 tabell 3.6).

3.3.2.2 Produktion

Elproduktionen i Norge år 2030 sker hovedsageligt på vandkraftværker, dog er der bygget to naturgaskraftværker i Sydvestnorge. Den gennemsnitlige vækst i middelårsproduktionen fra vandkraften er 0,4 % igennem hele perioden 1995-2020 (Hansen, Johnsen et al. 1996). Dette fører til en stigning i produktionskapaciteten på 12 TWh for hele landet fra 1995 til 2020. I (Bye, Johnsen et al. 1995) er det ud fra en beregning af omkostningerne ved at bygge ny vandkraft vurderet, at potentialet i 1994 for yderligere udbygning af vandkraftsystemet i Norge er 30 TWh. Der vil altså i år 2020 stadig være ca. 18 TWh ikke udbygget vandkraft tilbage. Derfor forudsætter vi, at produktionskapaciteten fortsætter med at stige med 0,4 % i perioden 2020-2030. Fordelingen af produktionskapaciteten på de enkelte områder sker ud fra fordelingen i 1995 taget fra (Statistisk sentralbyrå 1996 tabell 2).

Ændringer i magasinkapaciteten er ikke omtalt i (Hansen, Johnsen et al. 1996). Derfor forudsættes, at forholdet mellem magasinkapaciteten og produktionskapaciteten er konstant fra 1995 til 2030, således at magasinkapaciteten også fremskrives med 0,4 % pr. år i hele perioden. Magasinkapaciteten i hvert område er taget fra (NordPool 1996).

Den tilgængelige effekt i en højlastsituation om vinteren stiger fra 23800 MW til 28000 MW i perioden 1995-2002, hvorefter den er konstant fra 2002-2020 ifølge (Hansen, Johnsen et al. 1996 figur 3.4). Ud fra dette er den tilgængelige effekt i 2030 sat til 28000 MW for hele landet, og fordelt på de enkelte områder vha. (Statistisk sentralbyrå 1996, tabell 5).

De to naturgaskraftværker i Sydvestnorge er medtaget, fordi en ansøgning fra Naturkraft om opførelsen af to 350 MW naturgasfyrede kraftværker i Kollsnes og Kårstø er blevet godkendt i landstinget.

	Vandkraft			Gaskraft
	Prod. kap. [TWh]	Mag. kap. [TWh]	Tilg. effekt [MW]	Effekt [MW]
N-Norge 1995	29,3	24,8	6000	0
N-Norge 2030	33,6	28,5	7200	0
SV-Norge 1995	36,2	28,3	8800	0
SV-Norge 2030	41,6	32,5	10400	700
SØ-Norge 1995	46,9	27,2	8850	0
SØ-Norge 2030	54,0	31,3	10400	0

Tabel 3-6 Data for Norges elproduktionssystem.

3.3.3 Det svenske el- og fjernvarmesystem

Närings- och teknikutvecklingsverket, NUTEK, som er den centrale energimyndighed i Sverige, har lavet scenarier for den svenske elsektor i år 2020 under forudsætning af lav henholdsvis høj økonomisk vækst i samfundet. I (NUTEK 1996) er angivet værdier for forbrug og produktion i disse scenarier. Vi har valgt at bruge værdierne fra scenariet med lav, økonomisk vækst i samfundet, idet stigningen i elforbruget i dette scenario er ca. den samme som stigningen i det norske scenario.

Scenarierne er lavet før den svenske regerings proposition 1996/97:84 "En uthållig energiförsörjning", der har vakt megen debat pga. den indeholder en fremskyndet nedlukning af reaktorerne på Barsebäckværket, idet den første reaktor skal lukkes d. 1 juli 1998 og den anden senest 1 juli 2001. I propositionen skal elproduktionen fra Barsebäck erstattes med elbesparelser, konvertering af elvarme til fjernvarme, konvertering af elkedler til kraftvarme, øget vindkraft, øget småskala vandkraft, mere biomassefyret og naturgasfyret kraftvarme. Under indflydelsen af dette har vi valgt at indføre en væsentligt større andel af kraftvarme i det svenske elsystem i år 2030, end en umiddelbar fremskrivning til år 2030 af andelen af kraftvarme i NUTEK'S scenario ville føre til.

3.3.3.1 Forbrug

Forbruget stiger med 0,53 % pr. år i perioden 1995-2020 (se NUTEK 1996 tabell 3). Derefter har vi forudsat, at stigningstakten halveres til 0,27 % pr. år i perioden 2020-2030. Forbruget fordeles på Nord- og Sydsverige proportionalt med befolkningstallet i disse områder i 1995. Dog forudsættes det, at elforbruget pr. indbygger er lidt større i Nordsverige end i Sydsverige, pga. det koldere klima i Nordsverige. I Tabel 3-7 er angivet forbruget af værk fordelt på områderne.

Forbrug [TWh]	1995	2020	2030
Sydsverige	113,1	129,3	132,8
Nordsverige	28,3	32,3	33,2

Tabel 3-7 Elforbruget i Sverige.

3.3.3.2 Produktion

Elproduktionen i 2030 sker på vandkraftværker, vindmøller, kraftvarmeværker i industrien og i tilknytning til fjernvarmenet og på kondensværker. Vi har fordelt elproduktionsteknologierne således, at vandkraften befinder sig i Nordsverige og resten i Sydsverige. Dette svarer stort set til situationen i dag.

Middelårsproduktionen i vandkraftsystemet stiger langsomt med 0,13 % pr. år i perioden 1995-2020 (NUTEK 1996), og vi har forudsat at denne stigningstakt fortsætter i perioden 2020-2030. Magasinkapaciteten stiger i samme takt, og den tilgængelige effekt forudsættes værende den samme som i dag. I Tabel 3-8 er angivet produktionsdata for vandkraftsystemet.

	Prod. kap. [TWh]	Mag. kap. [TWh]	Tilg. effekt [MW]
1995	63,8	33,6	15500
2020	66,0	34,7	15500
2030	66,9	35,2	15500

Tabel 3-8 Produktionsdata for vandkraftsystemet i Nordsverige.

Kernekraften afvikles løbende fra 1995 til 2030. I 2020 udgør elproduktionen på kernekraftværkerne ca. 24 % af elforbruget (NUTEK 1996), mens den i 2030 forudsættes værende helt afviklet. Kernekraftværkerne erstattes med naturgasfyrede og biomassefyrede kondensværker og kraftvarmeværker.

Vi forudsætter, at der indføres en stor andel af kraftvarme i elsystemet. I 1996 var energiforbruget til fjernvarme ca. 50 TWh. Det forudsættes at de nuværende fjernvarmekedler efterhånden erstattes med naturgasfyrede, combined cycle kraftvarmeværker eller biomassefyrede kraftvarmeværker, således at alle fjernvarmeværker er erstattet med kraftvarmeværker i år 2030. Halvdelen af de 50 TWh forudsættes er-

stattet med naturgasfyrede værker med en C_m -værdi på 1,5 og resten med især træfyrede værker med en C_m -værdi på 0,5. Disse værker vil dække 90 % af fjernvarmebehovet, dvs. 45 TWh og tilsammen have en elproduktion på 45 TWh. Værkerne forudsættes værende modtryksværker uden varmeakkumulatore, således at elproduktionen afhænger af fjernvarmebehovet.

Kondensværkerne består som nævnt af naturgas- og biomassefyrede værker.

I Tabel 3-9 er angivet effekten og årsproduktionen fra de forskellige slags værker. Årsproduktionen dækker netop det indenlandske forbrug, så hvis der sker en stor eksport eller import af el vil årsproduktionen ændre sig. Den installerede effekt af kondensværkerne fremkommer ud fra årsproduktionen ved at forudsætte en brugstid på 5000 timer om året. Den installerede effekt af vindmøllerne er valgt således, at årsproduktionen bliver 5,0 TWh.

	Årsprod. 1995 [TWh]	Årsprod. 2030 [TWh]	Effekt 2030 [MW]
Kondensværker	67,3	49,1	9820
Kraftvarmeværker	8,9	45,0	
Vindmøller	0.1	5,0	1500

Tabel 3-9 Elproduktion og effekt af de forskellige teknologier i Sydsverige. Tallene fra 1995 stammer fra (NUTEK 1996 tabell 1)

3.4 Vedvarende energi scenario

3.4.1 Forbrug og produktion i Danmark

El- og fjernvarmeforbruget er det samme som i Energi 21 planscenariet. Det danske fjernvarmenet er mere forenklet behandlet end i Energi 21 planscenariet, idet fjernvarmeområderne i Vestdanmark er slået sammen til ét og det samme med fjernvarmeområderne i Østdanmark.

Elproduktionen sker på biogas- og affaldsfyrede kraftvarmeværker og på vindmøller, mens fjernvarmeproduktionen sker på de færnævnte kraftvarmeværker og på eldrevne varmepumper. De biogas- og affaldsfyrede kraftvarmeværker behandles som grundlastværker, som altid producerer el og fjernvarme. Det resterende fjernvarmebehov dækkes med varmepumper og i spidslastsituationer varmtvandskedler. Der er installeret varmepumper, således at varmeeffekten af kraftvarmeværkerne og varmepumperne tilsammen dækker 60 % af det maksimale fjernvarmebehov. Dette leder til, at 90 % af fjernvarmeforbruget er dækket ved hjælp af kraftvarmeværker og varmepumper. I både Vest- og Østdanmark er der varmelagre med en kapacitet svarende til den maksimale fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeværker og varmepumper i 6 timer.

Kapaciteten af vindmøllerne er dimensioneret således, at den samlede årlige elproduktion fra kraftvarmeværker plus vindmøller svarer til det årlige elforbrug i Danmark plus varmepumpernes elforbrug. Fordelingen af vindmøllerne på hav- og landplacerede møller og mellem Vest- og Østdanmark sker på samme måde som i Energi 21 planscenariet.

Årsproduktionen af el og varme fra de biogas- og affaldsfyrede kraftvarmeværker er taget fra (bilag 2, Energistyrelsen B1996), herudfra fremkommer el- og varmeeffekten af værkerne ved at forudsætte en brugstid på 8760 timer. De affaldsfyrede værker fordeles ligeligt mellem Vest- og Østdanmark, mens de biogasyrede værker hovedsageligt er placeret i restfjernvarmeområdet, og derfor fordeles med 66 % af produktionen i Vestdanmark og 34 % i Østdanmark. I Tabel 3-10 ses el- og varmeeffekten af de biogas-

og affaldsfyrede kraftvarmeværker. Den samlede varmeeffekt af varmepumperne er henholdsvis 1950 MW i Østdanmark og 2500 MW i Vestdanmark.

	Biogas KV, Vdk	Affald KV, Vdk	Biogas KV, Ødk	Affald KV, Ødk
Samlet eleffekt i gr. [MW]	119	95	61	95
Samlet varmeeffekt i gr. [MW]	133	210	68	210

Tabel 3-10 El- og varmeeffekt af de biogas- og affaldsfyrede kraftvarmeværker i Vest- og Østdanmark.

3.4.2 Forbrug og produktion i Norge og Sverige

I Energi 21 planscenariet er elforbruget i 2030 i Danmark 7 % lavere end forbruget i 1994, mens det af os antagne elforbrug i Norge og Sverige stiger med ca. 20 % fra 1994 til 2030. Potentialet for elbesparelser i Norge og Sverige er væsentlig højere end potentialet i Danmark, idet elforbruget pr. indbygger i Norge og Sverige er henholdsvis ca. 4 gange og 2,4 gange større end i Danmark. Det er derfor oplagt at indføre elbesparelser af et vist omfang i Norge og Sverige.

Idet en nærmere analyse af elbesparelsesmulighederne i Norge og Sverige ikke har været mulig at gennemføre indenfor tidsrammen af dette projekt, forudsættes det, at elforbruget i Norge og Sverige udvikler sig som elforbruget i Danmark, dvs. falder med 7 % fra 1994 til 2030 (se Tabel 3-11).

Elforbrug [TWh]	N-Norge	SV-Norge	SØ-Norge	Sydsverige	Nordsverige
2030	29,5	25,9	50,1	105,2	26,3

Tabel 3-11 Elforbruget i år 2030 i Sydnorge og Sverige i vedvarende energi scenariet.

I forhold til Energi 21 planscenariet er elforbruget i Sverige 34,5 TWh mindre i sparescenariet og elforbruget i Norge 29,4 TWh mindre. Da elbesparelserne i scenariet tænkes gennemført pga. stigende elpriser og et ønske om at reducere CO₂-udslippet, forudsættes det, at vandkraften i Norge og Sverige udbygges som i Energi 21 planscenariet. I Norge medfører elbesparelserne, at gaskraftværkerne ikke bliver bygget.

I Sydsverige sker elproduktionen på biomassefyrede kondens- og kraftvarmeværker og på vindmøller. Vindkraften udbygges som forudsat i Energi 21 planscenariet, hvilket giver en årsproduktion på 5 TWh. Fjernvarmeproduktionen på kraftvarmeværker forudsættes værende på 45 TWh og sker på modtryksværker med en C_m-værdi på 0,5, hvilket giver en bunden elproduktion på 22,5 TWh. Det resterende elbehov dækkes af biomassefyrede kondensværker.

	Årsprod. 2030 [TWh]	Effekt 2030 [MW]
Kondensværker		6000
Kraftvarmeværker	22,5	4400
Vindmøller	5,0	1500

Tabel 3-12 Elproduktion og effekt af de forskellige teknologier i Sydsverige i vedvarende energi scenariet.

3.5 Handel med el

I år 2030 forudsættes det, at Danmark er blevet fuldt medlem af den nordiske elbørs, og al eludveksling mellem Norge, Sverige og Danmark sker via handel på børsen. Der er indgået en udvekslingsaftale mellem elproducenter i Tyskland/Belgien/Holland-området og elproducenter i Norge, således at Norge eksporterer 2400 MW til Tyskland/Belgien/Holland-området i højlastperioder, og har mulighed for at importere op til 2400 MW i lavlastperioder, såfremt der er behov herfor¹¹. Aktørerne i Vest- og Østdanmark handler uafhængigt af hinanden på elbørsen og udveksler el mellem hinanden, når det er fordelagtigt på samme måde som det sker til nabolandene.

For at undersøge betydningen af tidsfristen for handel på elbørsen laves to simuleringer af børsens virkemåde. I den ene handles der på børsen som i dag, dvs. hver aktør skal være i stand til at forudsige sit elbehov med rimelig sikkerhed 36 timer frem i tiden. Da Norge er begyndt at sælge ud af sin reguleringsevne, vil prisen for at forudsige forkert sandsynligvis stige i fremtiden. Dette kan føre til et pres fra forskellige aktørers side for at elbørsen skal gå over til kontinuerlig, elektronisk handel, således at tidsfristen bliver betragteligt kortere. For et normalt fungerende elsystem uden driftsproblemer i transmissionsnettet er det realistisk at forestille sig, at tidsfristen kan blive, at en aktør to timer før driftstimen skal specificere, hvad han vil købe eller sælge i driftstimen (Nordel 1995). Derfor har vi foretaget en simulering, hvor der handles alle 24 timer i døgnet, og i hver enkelt driftstime specificerer aktørerne hvad de vil købe eller sælge i driftstimen 3 timer senere, således at elbehovet kun skal forudsiges 3 timer frem i tiden.

I (Hansen, Johnsen et al. 1996) forudsættes, at i 2020 er "verdensmarkedprisen" på el, i de lande Norge har transmissionslinier til, 33 øre/kWh i højlast om vinteren, 27 øre/kWh i højlast om sommeren, 15 øre/kWh i lavlast om vinteren og 12 øre/kWh i lavlast om sommeren. Dette fører til en stor eksport af el fra Norge i højlastperioderne og en stor import i lavlastperioderne. Priserne i Norge påvirkes af handlen med omverdenen, således at prisen i højlast om vinteren bliver 25 øre/kWh, og ellers 20 øre/kWh resten af året.

Inspireret af dette har vi forudsat følgende døgnmærkedspriser på den nordiske elbørs i år 2030:

	Højlast	Lavlast
Vinter	250 kr/MWh	200 kr/MWh
Sommer	200 kr/MWh	150 kr/MWh

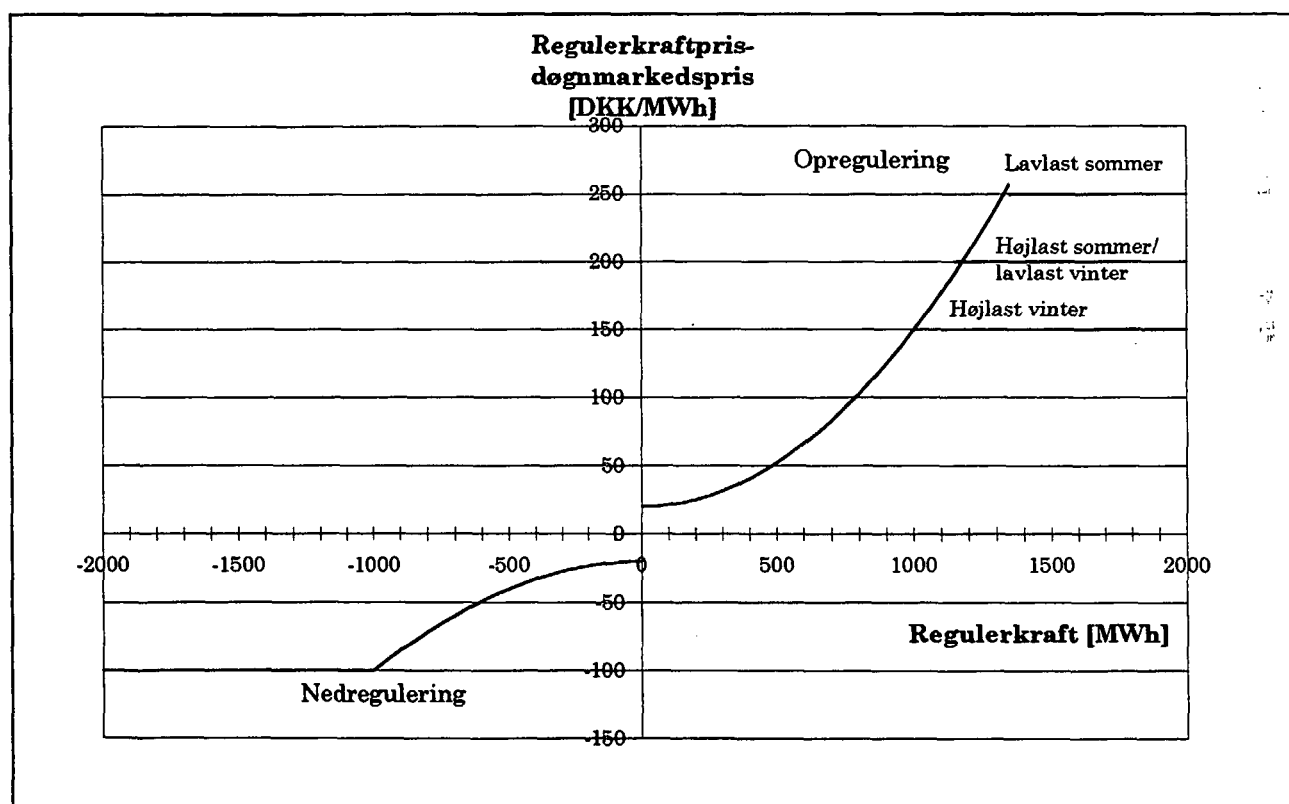
Tabel 3-13 Døgnmærkedspriser på den nordiske elbørs i år 2030.

I Figur 3-2 er angivet forskellen mellem regulerkraftprisen og døgnmærkedsprisen som funktion af salget af regulerkraft i en given driftstime. Den numeriske værdi af forskellen angiver omkostningerne ved at købe eller sælge en given effekt på elbørsen, og derefter i driftstimen aftage eller levere en anden effekt end den aftalte. Det ses, at omkostningen pr. MWh ved en fejlurdering af sit elbehov eller sin produktionsevne i driftstimen indtil en vis grænse stiger med størrelsen af fejlen, hvorefter den bliver konstant. At omkostningen stiger skyldes, at når der reguleres i systemet aktiveres reguleringsenhederne efter pris startende med de billigste. Vi har vurderet, at det er dyrere at opregulere i systemet, dvs. forøge kraftproduktionen, end at nedregulere, idet nedregulering kan ske ved at lukke for værker, hvorimod opregulering i visse højlastsituationer vil kræve opstart af fossilt fyrede

¹¹ Det bemærkes, at ingen af de i dag indgåede aftaler løber så langt som til år 2030.

spidslastværker med høje marginalomkostninger. Loftet over omkostningen ved opregulering udgøres netop af de marginale produktionsomkostninger på fossilt fyrede spidslastværker¹² minus døgnmærkedsprisen. Idet de marginale produktionsomkostninger er sat til 400 kr/MWh medfører dette, at den maksimale omkostning ved opregulering kommer til at afhænge af, hvilken periode driftstimen tilhører, som angivet på Figur 3-2. Loftet for omkostningen ved nedregulering er sat til 100 kr/MWh, hvilket giver en pris på tilfældig kraft på 50 kr/MWh i lavlastperioden om sommeren, 100 kr/MWh i højlastperioden om sommeren og lavlastperioden om vinteren, og endelig 150 kr/MWh i højlastperioden om vinteren.

“Fejlhandelen” i en given driftstime i Vest- og Østdanmark lægges ikke sammen før omkostningerne ved fejlhandelen beregnes, dvs. omkostningerne ved fejlhandelen i ét område er uafhængigt af fejlhandelen i det andet område. Denne antagelse er ikke helt korrekt, som elbørsen fungerer i dag, idet det er den samlede fejlhandel på elbørsen, der afgør hvad prisen på at handle forkert bliver. Grunden til at fejlhandelen i de to områder ikke lægges sammen er, at i modellen er fejlene i de to områder stærkt korrelerede, pga. de benyttede inddata i modellen, formodentlig væsentligt mere korrelerede end de vil være i virkeligheden. Derfor ville en opsummering af fejlene føre til meget for høje omkostninger pr. fejlhandlet MWh, hvor den benyttede metode muligvis fører til en let undervurdering.



Figur 3-2 Forskellen mellem regulerkraftprisen og døgnmærkedsprisen som funktion af salget af regulerkraft i en given driftstime. Den numeriske værdi af forskellen angiver omkostningerne ved at købe eller sælge en given effekt på elbørsen, og derefter i driftstimen aftage eller levere en anden effekt end den aftalte.

¹² Evt. kan denne spidslasteffekt importeres fra kontinental Europa.

Referencer til kapitel 3:

Bye, T., T. A. Johnsen, et al. (1995). Tilbud og etterspørsel av elektrisk kraft til 2020, Nasjonale og regionale fremskrivninger. Oslo-Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå, Statistics Norway.

Elsam, Elkraft, et al. (1991). Potentiale for industriel kraftvarme.

Energistyrelsen (A1996). Danmarks vedvarende energiresourcer.

Energistyrelsen (B1996). Energi 21, Forudsætninger og resultater.

Hansen, M. I., T. A. Johnsen, et al. (1996). Det norske kraftmarkedet til år 2020, Nasjonale og regionale fremskrivninger. Oslo-Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå, Statistics Norway.

Nordel (1995). En nordisk elbørs 1996.

Nordel (1996). Årsberetning 1995.

NordPool (1996). NordPool områderapporter.

NUTEK (1996). Svensk Elmarknad 1996.

RISØ, ELKRAFT, et al. (1995). Teknologi og data. Vedvarende energi i stor skala til el- og varmeproduktion. Bilagsrapport 2.

Statistisk sentralbyrå (1996). Elektrisitetsstatistikk 1994. Oslo-Kongsvinger, Statistisk sentralbyrå, Statistics Norway.

4. Inddata og algoritmer i modellen

I dette kapitel gennemgås de algoritmer, som tilsammen udgør styringen af elsystemet beskrevet i foregående kapitel. Desuden nævnes konstruktionen af og kilderne til de forskellige inddata i modellen. Hvor intet andet er nævnt bliver algoritmer og inddata benyttet i både Energi 21 planscenariet og det vedvarende scenarie.

4.1 Danmark

4.1.1 El- og fjernvarmeforbruget i Danmark

De benyttede time for time data for el- og fjernvarmeforbrug er fra energistyrelsen (Pedersen 1996). De omtalte værdier er divideret med årsforbruget, således at de 8760 værdier i hvert sæt summerer til 1. For at få timedata for f.eks. fjernvarmeforbruget i et givent område ganges med årsforbruget af fjernvarme i området. Idet vi kun har ét sæt timedata for elforbruget og ét sæt for fjernvarmeforbruget, bliver variationen i elforbruget i Vest- og Østdanmark den samme, ligesom variationen i fjernvarmeforbruget i de forskellige fjernvarmeområder.

De i scenarierne benyttede fjernvarmedata er (bortset fra skalering med årsproduktion) identiske med den målte fjernvarmeproduktion pr. time fra kraftvarmeverkerne i det københavnske fjernvarmenet i 1994 med undtagelse af de affaldsfyrede kraftvarmeverker. Fjernvarmeproduktionen fra de affaldsfyrede kraftvarmeverker er tilføjet til fjernvarmedata som en grundlastproduktion fordelt jævnt gennem året.

Til styringen af det danske elsystem behøves en forudsigelse af el- og fjernvarmeforbruget. Ifølge (Godske 1997) kan de ansvarlige for driften af elsystemet i Østdanmark forudsige elforbruget pr. time én uge frem med en maksimal fejl i en given fremtidig driftstime på ca. 5 % af elforbruget i driftstimen. For at efterligne denne forudsigelsesevne genereres forudsigelsen af elforbruget i en fremtidig driftstime ved at aflæse elforbruget i den fremtidige driftstime, hvorefter forudsigelsen bliver værdien af en stokastisk variabel, der er normalfordelt omkring det faktiske elforbrug i driftstimen og har en spredning på 2½ % af elforbruget i timen. Dette resulterer i, at 95 % af alle forudsigelserne ligger indenfor ± 5 % fra det rigtige forbrug.

Vi antager, at fjernvarmeforbruget kan forudsiges på samme måde, som en normalfordelt stokastisk variabel omkring det faktisk antagne fjernvarmeforbrug i den fremtidige driftstime med en spredning på 2½ % af fjernvarmeforbruget i timen.

4.1.2 Vindkraft

4.1.2.1 Data for vindkraftproduktionen

Vi benytter målinger af vindhastighed fra tre landbaserede målestationer, Skjern, Stignæs og Kegnæs, og fra en havbaseret målestation, Vindeby, der ligger 2 km fra kysten (Data leveret af RISØ).

Målingerne fra de landbaserede målestationer er 10 minutters data taget i perioden januar 1994 til og med oktober 1996. De skaleres fra den højde hvor de er målt, h , til 60 meters højde ved brug af den logaritmiske lov: $v(60) = \ln(60/z)/\ln(h/z) v(h)$.

Her er v , vindhastigheden, og z , ruhedslængden. I Tabel 4-1 er h og z angivet for de 3 landbaserede målestationer.

	Højden h [m]	Ruhedslængden z [m]
Kegnæs	23,4	0,0001
Skjern	24,5	0,002
Stignæs	39,3	0,002

Tabel 4-1 Målehøjden og ruhedslængden for de landbaserede målestationer (RISØ, ELKRAFT et al. 1995).

Efter skaleringen transformeres vindhastigheden til vindkraftproduktion pr. overstrøget areal ved brug af en effektkurve (se appendiks A). Det herved fremkomne 10 minutters datasæt for landbaseret vindkraftproduktion midles til timedata ved at tage 3 værdier før den hele time og 3 efter og midle. Dermed haves 3 datasæt over middelvindkraftproduktionen time for time i 60 meters højde fra de 3 lokaliteter. Disse 3 datasæt midles derefter til ét for at efterligne den geografiske udjævning af vindkraftproduktionen, hvilket for en given driftstime er det samme som at tage gennemsnittet af alle 18 10-minutters data på en gang.

Dette datasæt bruges som vindkraftproduktionen pr. overstrøget areal fra de landbaserede vindmøller i både Vest- og Østdanmark, og multipliceres med det installerede overstrøgne areal i hvert område, og dermed med den installerede effekt.

Vindhastighedsmålingerne fra Vindeby er 30 minutters data i 48 meters højde i perioden 1994-1995. De skales til 60 meters højde ved brug af den logaritmiske lov med en ruhedslængde på 0,0002 m. Derefter transformeres de til vindkraftproduktion ved brug af samme effektkurve, som for de landbaserede møller. For at efterligne den geografiske udjævning af vindkraftproduktionen, der vil ske mellem de forskellige havmølleparker, genereres hver timeværdi ved at midle produktionen en halv time før, den aktuelle time og en halv time efter. Det herved fremkomne datasæt bruges som vindkraftproduktionen pr. time pr overstrøget areal fra de havbaserede vindmøller i både Vest- og Østdanmark.

I Tabel 4-2 er angivet middelværdi og spredning af dataserierne for vindkraftproduktionen pr. time pr. overstrøget areal i 2030 for de landplacerede og de havplacerede møller. Effektkurven for fremtidens mølle er benyttet.

Placering	Middelværdi [kW/m ²]	Spredning [kW/m ²]	Spredning/middelværdi
Land	0,169	0,162	0,959
Hav	0,217	0,201	0,928

Tabel 4-2 Middelværdi og spredning af de to dataserier for vindkraftproduktionen pr overstrøget areal pr time, der benyttes som vindkraftproduktionen i 2030 fra henholdsvis de landplacerede og havplacerede møller.

4.1.2.2 Forudsigtelse af vindkraftproduktionen

Som nævnt tidligere er en god forudsigtelse af vindkraftproduktionen vigtig, når der handles med vindkraftproduceret el på den nordiske elbørs. I dette projekt opereres med to forudsigtelsehorisonter, 36 timer frem i tiden og 3 timer frem. Forudsigtelsesevnen af 3 modeller, som kaldes for den vedvarende model, den lineære forudsigtelsesmetode og DMI/RISØ-modellen afprøves.

Den vedvarende model er meget simpel, idet produktionen i den fremtidige forudsigtelseperiode sættes lig den nuværende produktion. Modellen er nyttig, idet den udgør et sammenligningsgrundlag

for de mere avancerede forudsigelsesmodeller man afprøver. Det er således almindelig praksis, når der skal gives et mål for en models forudsigelsesevne, at det sker ved at sammenligne modellens forudsigelsesfejl¹³ med den vedvarende models forudsigelsesfejl (ELSAM & IMM 1995; Landberg, Hansen et al. 1996), og dette gøres også i dette afsnit.

4.1.2.2.1 Den lineære forudsigelsesmetode

Vi har afprøvet forskellige forudsigelsesmodeller, der ud fra fortidige værdier for vindkraftproduktionen laver en ekstrapolation til de fremtidige værdier. De bedste resultater er opnået med den lineære forudsigelsesmetode beskrevet i (s. 566-570 Press, Teukolsky et al. 1992). Ideen i metoden er følgende:

Lad y_i , $i = 1, 2, \dots, N$ være N datapunkter ligeligt fordelt på en linie. Vi vil benytte M på hinanden følgende værdier af y_i til at forudsige den $M+1$ 'te, hvilket giver estimationsligningen

$$y_n = \sum_{i=1}^M d_i \cdot y_{n-i} + x_n$$

her er x_n forskellen mellem den rigtige værdi y_n og estimationen. De ubekendte koefficienter, d_i , kaldes for lineære forudsigelseskoefficienter. En naturlig måde at minimere fejlen, x_n , er ved at minimere middelvadratet på fejlen

$$\langle x^2 \rangle = \frac{1}{N-M} \sum_{n=M+1}^N x_n^2 = \frac{1}{N-M} \sum_{n=M+1}^N \left(\sum_{i=1}^M d_i \cdot y_{n-i} - y_n \right)^2$$

Ved at sætte den afledede af ovenstående ligning mht. d_i lig nul, opnås M ligninger til bestemmelse af de M ubekendte d_i 's

$$\sum_{i=1}^M \Phi_{|i-k|} \cdot d_i = \Phi_k \quad (k = 1, \dots, M)$$

Her er Φ_i autokorrelationsfunktionen givet ved

$$\Phi_i = \langle y_i y_{i+j} \rangle \approx \frac{1}{N-i} \sum_{j=1}^{N-i} y_i \cdot y_{i+j}$$

Ideen i metoden er derfor at benytte de foregående N datapunkter til at bestemme autokorrelationsfunktionerne $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_M$ i datasættet. Disse autokorrelationer bestemmer de lineære forudsigelseskoefficienter, og ud fra disse og de foregående M punkter kan det $M+1$ 'te punkt beregnes. Ønskes at forudsige længere ud i fremtiden gentages fremgangsmåden, hvor det $M+1$ 'te punkt nu indgår som et "almindeligt" kendt punkt i estimationsligningen, hvorved det $M+2$ 'te punkt kan forudsiges og så videre.

¹³ Lad $obs(t)$ og $for(t)$ være henholdsvis den observerede og forudsagte vindkraftproduktion til tiden t , og lad N være antallet af produktionstimer som forudsiges. Forudsigelsesfejlen defineres almindeligvis enten som spredningen af fejlen

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{t=1}^N (obs(t) - for(t))^2} \quad \text{eller som absolutværdien af fejlen}$$

$$Fejl = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |obs(t) - for(t)|. \quad \text{Vi benytter den første definition.}$$

I (Press, Teukolsky et al. 1992) er angivet en algoritme for den lineære forudsigelsesmetode. Det er denne algoritme, vi har implementeret. For en forudsigelseshorisont på 36 timer har det vist sig, at $N=800$ og $M=16$ giver de bedste resultater.

4.1.2.2.2 DMI/RISØ-model

I (ELSAM & IMM 1995) er afprøvet et stort antal forudsigelsesmodeller, der benytter vindkraftproduktionsdata eller lokale vindhastighedsdata taget i højde med vindmøllerne til at forudsige den fremtidige produktion. For en 21 timers forudsigelseshorisont opnås en ca. 20 % reduktion af forudsigelsesfejlen i forhold til den vedvarende model, hvilket stemmer godt overens med den lineære forudsigelsesmetodes præstation. Disse resultater tyder på, at det bedste der kan opnås med modeller, som benytter lokale vindkraftproduktionsdata eller vindhastighedsdata, er den førnævnte 20 % reduktion af forudsigelsesfejlen.

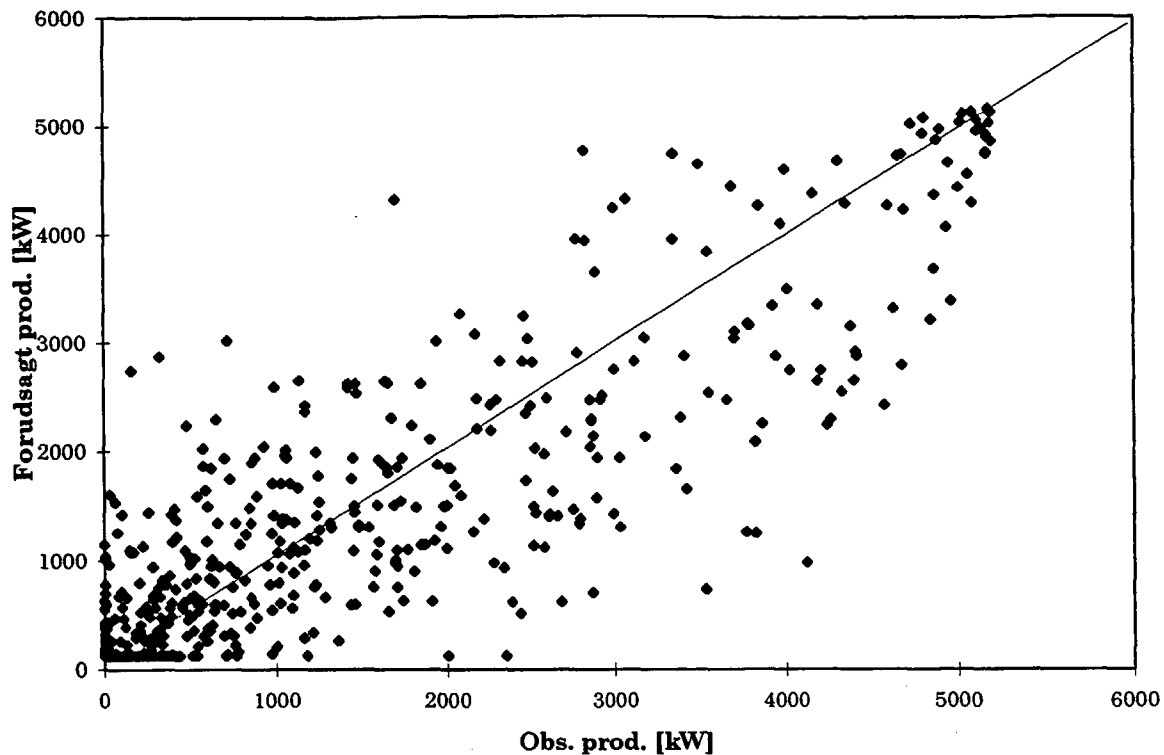
Væsentligt bedre resultater kan opnås ved at indarbejde meteorologiske prognoser i modellerne, som beskrevet i projektet "Implementing wind forecasting at a utility" (Landberg, Hansen et al. 1996; Landberg 1997) lavet i samarbejde mellem DMI, RISØ og ELKRAFT. I projektet er opstillet og verificeret to modeller, der begge baserer sig på vindforudsigelser fra DMI's prognosemodel HIRLAM. De to modeller er udviklet af henholdsvis RISØ og DMI. I HIRLAM modelleres vindens opførsel på et gitter, der har en horisontal opløsning på 23 km. Derfor skal der laves en yderligere modellering for at forudsige vindens opførsel på en bestemt lokalitet. Risø's model bruger fysiske modeller (Risø's WA⁵P og PARK) til at gøre forudsigelserne lokale og DMI bruger en statistisk metode baseret på et såkaldt Kalman filter (Landberg, Hansen et al. 1996).

Fra HIRLAM modtages to gange i døgnet en forudsigelse af vindhastighed og vindretning hver tredje time op til 36 timer frem. Til at verificere modellerne er anvendt et års observationer fra 17 vindmølleparker fordelt med 14 på Sjælland og 3 på Bornholm.

De to modelleres forudsigelsesevne er lige god og giver for en 36 timers forudsigelse en ca. 50 % reduktion af forudsigelsesfejlen i forhold til den vedvarende model, alt efter hvilken vindmøllepark der modelleres. Dette er signifikant bedre end de førnævnte lokale modeller.

Da vi ønsker den bedst mulige vindkraftforudsigelse i simuleringerne, men ikke har adgang til vindforudsigelserne fra HIRLAM, må vi lave en efterligning af DMI's og Risø's modeller. Til dette brug har vi benyttet dataserier udleveret af Risø for den observerede produktion på vindmølleparken Nøjsomhedsodde gennem et år og de tilhørende forudsigelser generet af Risø-modellen. Forudsigelserne består i, at der to gange i døgnet, kl 00.00 og 12.00, laves fremskrivninger af vindkraftproduktionen hver tredje time fra 12 til 36 timer frem. Dette giver 9 dataserier, én for hver forudsigelseslængde, der består af datapar, nemlig den observerede produktion til tiden t og den tilhørende forudsigelse af produktionen, (observeret, forudsagt). I Figur 4-1 ses dataserien for 12 timers forudsigelsen.

Vi ønsker at lave en algoritme, der genererer en forudsigelse af vindkraftproduktionen i vores model, der stemmer overens med forudsigelsen af vindkraftproduktionen fra Nøjsomhedsodde.



Figur 4-1 Den observerede produktion til tiden t og den tilhørende 12 timers forudsigelse af produktionen på samme tidspunkt for vindmølleparken Nøjsomhedsodde. Den maksimale produktion er 5210 kW. Jo tættere punkterne ligger på den rette linie, $y=x$, jo bedre er forudsigelsen. Det ses, at forudsigelsesevne for store værdier af den observerede produktion er signifikant bedre end for lavere værdier, hvilket skyldes, at effektkurven for vindmøllerne er flad ved høje vindhastigheder, så en fejl i vindhastighedsforudsigelsen ikke ses i vindkraftproduktionsforudsigelsen. Data stammer fra (Landberg, Hansen et al. 1996)

Derfor ordnes hver af de 9 dataserier i en såkaldt slå-op-tabel. I tabellen er dataparrene sorteret efter størrelsen af den observerede produktion, og alle data er divideret med den maksimale produktion fra vindmølleparken, 5210 kW, således at de har en værdi mellem 0 og 1. I en given driftstime genereres nu f.eks. en 12 timers forudsigelse af vindkraftproduktionen for de landbaserede møller i Vestdanmark på følgende måde

1. Den fremtidige produktion 12 timer frem aflæses og divideres med den maksimale vindkraftproduktion fra de landbaserede møller i Vestdanmark, hvorved fås en tal mellem 0 og 1.
2. I slå-op-tabellen for 12 timers forudsigelsen aflæses herefter dét datapar, hvis x -værdi (den skalerede, observerede produktion fra Nøjsomhedsodde) ligger tættest på den under punkt 1 fundne værdi.
3. Y -værdien af dataparret (den tilhørende skalerede forudsigelse af vindkraftproduktionen fra Nøjsomhedsodde) ganges med den maksimale vindkraftproduktion fra de landbaserede møller i Vestdanmark, og udgør derefter 12 timers forudsigelsen af vindkraftproduktionen fra disse møller i denne driftstime.
4. I de tilfælde, hvor der er flere datapar som ligger lige tæt på den skalerede produktion fra de landbaserede møller pga. af, at de har den samme x -værdi, udvælges tilfældigt et af dataparrene.

På denne måde opnås forudsigelser af produktionen hver tredje time fra 12 til 36 timer frem. Forudsigelser af produktionen i de mellemliggende timer, 13 timer frem, 14 timer frem osv., sker ved at interpolere lineært mellem værdierne af 12, 15, ..., 36 timers forudsigelserne.

4.1.2.2.3 Sammenligning af modellerne

Forudsigeshorizont, placering	Vedvarende	Lineær forudsigelse	DMI/RISØ
3 timer, land	0,066	0,063	
3 timer, hav	0,101	0,098	
36 timer, land	0,184	0,152	0,090
36 timer, hav	0,220	0,185	0,093

Tabel 4-3 Forudsigelsesfejlen for de 3 modeller målt i vindkraftproduktion pr. overstrøget areal pr. time [kW/m²]. Produktionen gennem et år er forudsagt for de havplacerede og de landplacerede vindmøller for to forudsigeshorisonter, 3 og 36 timer. Effektkurven for fremtidens møller er benyttet. Idet vores version af DMI/RISØ modellen giver forudsigelser af vindkraftproduktionen hver tredje time fra 12 til 36 timer frem kan den ikke bruges til 3 timers forudsigelsen.

I Tabel 4-3 er forudsigelsesfejlen for de forskellige modeller angivet. 3 timers forudsigelsen består i, at der hver time gennem et år laves en forudsigelse af vindkraftproduktionen i driftstimen, der begynder to timer senere. 36 timers forudsigelsen består i, at der én gang i døgnet kl. 12.00 laves en forudsigelse af vindkraftproduktionen fra kl. 24.00 og et døgn frem.

Det ses, at den lineære forudsigelsesmetode kun er en anelse bedre end den vedvarende model til 3 timers forudsigelsen. Da forskellen i forudsigelsesfejlen ikke er mere end 3-4 % benyttes kun den lineære forudsigelsesmetode i simuleringerne.

For 36 timers forudsigelsen er DMI/RISØ-modellen som forventet klart bedst med en reduktion af forudsigelsesfejlen i forhold til den vedvarende model på 51 % for de landplacerede og 58 % for de havplacerede møller. Grunden til at modellen forudsiger produktionen fra de havplacerede møller bedre end fra de landplacerede møller er, at middelproduktionen fra de havplacerede møller er højere end fra de landplacerede, og som nævnt forudsiger modellen høje produktionsværdier tæt på den maksimale produktion med væsentligt større nøjagtighed end lavere produktionsværdier.

Den lineære forudsigelsesmetode har en reduktion af forudsigelsesfejlen på ca. 17 % for både de landplacerede og havplacerede møller i forhold til den vedvarende model for 36 timers forudsigelsen. For at undersøge forudsigelsesevnenes betydning for styringen af elsystemet og handlen på elbørsen benyttes både DMI/RISØ-modellen og den lineære forudsigelsesmetode i simuleringerne.

4.1.3 Styring af kraftvarmeværker, varmepumper og varmelagre i Energi 21 planscenariet

4.1.3.1 Elproduktionen fra industriel kraftvarme og minikraftvarme

Elproduktionen er fordelt på følgende måde gennem døgnet og året (Pedersen 1997):

- På hverdage kl 8-16 produceres med 95 % af maksimal effekten undtagen i juli måned.
- På hverdage kl 6-8 og 16-22 produceres med 65 % af maksimal effekten undtagen i juli måned.
- I juli og resten af tiden produceres med en effekt på 49,4% af maksimal effekten.

Ovenstående sikrer at brugstiden for værkerne bliver 5500 timer. En årsproduktion på 8,0 TWh fører til en maksimal effekt på 1454 MW. Det forudsættes, at elproduktionen på disse værker kan forudsiges så præcist, at der kan ses bort fra forskellen mellem den virkelige produktion i driftstimen og den forudsagte værdi.

4.1.3.2 Elproduktionen fra kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet

I Tabel 3-2 er for de forskellige kraftvarmeteknologier angivet el- og varmevirkningsgrad og andelen af varmforsyningen i restfjernvarmeområdet. Når teknologierne puljes fås, at henholdsvis den summerede el- og varmevirkningsgrad er 34,9 % og 48,8 %, hvilket svarer til en C_m -værdi på 0,72. Kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet behandles derfor beregningsmæssigt som et modtryksværk med en C_m -værdi på 0,72, der dækker 72 % af fjernvarmeforbruget i restfjernvarmeområdet.

4.1.3.3 Elproduktion fra de 26 store fjernvarmeområder

Fjernvarmeområderne i Vest- og Østdanmark summeres, således at de 26 områder optræder som 2 områder i simuleringerne. For hvert område beregnes én gang for alle modtryksproduktionen af el hørende til en given varmeproduktion, den maksimale elproduktion i udtagsdrift, og hvordan modtryksproduktionen og udtagsproduktionen ændrer sig, når der fyldes på varmelagrene eller trækkes på varmelagrene. Disse resultater kan herefter i simuleringerne bruges til at aflæse både den bundne og variable elproduktion fra kraftvarmeværker hørende til en given varmeproduktion og konsekvenserne af at benytte varmelagrene.

Ovenstående beregning udføres på følgende måde:

I hvert fjernvarmeområde inddeles fjernvarmeforbruget i 9 lige store intervaller mellem maksimum- og minimumværdien af fjernvarmeforbruget.

For hvert af de 26 større fjernvarmeområder er der i appendiks B angivet, hvilke kraftvarmeværker og varmeværker som forefindes i området og deres driftsdata. Dette gør det muligt at beregne de marginale omkostninger pr. produceret varmeeinheit for hvert værk, hvilket gøres ved at beregne brændselsforbruget til den kombinerede produktion af el og varme, og gange denne med brændselsprisen for det anvendte brændsel. Herfra trækkes værdien af den elproduktion, som værkets elproduktion fortrænger. Vi forudsætter at den fortrængte elproduktion sker på et naturgasfyret combined cycle værk på 400 MW med en virkningsgrad i kondensdrift på 60 %. Varmeproduktionsprisen

$$\text{beregnes altså som: } VP = \frac{1 + C_m}{\eta_m} * BP(\text{værk}) - \frac{C_m}{0,60} BP(NG)$$

hvor VP er varmeproduktionsprisen, C_m er C_m -værdien for værket, η_m er den totale virkningsgrad for værket i modtryksdrift, og BP(i) er brændselsprisen for brændsel i. Brændselspriserne er angivet i Tabel 4-4.

Brændsel	NG	Halm	Træ	Energiafg.	Affald	Biogas
Pris [DKK/GJ]	30,6	16,6	12,3	24,4	-20,0	0,0

Tabel 4-4 Brændselspriser i år 2030 taget fra (Energistyrelsen 1996 bilag 2).

Derefter sorteres værkerne efter deres marginale varmeproduktionspris, således at de billigste sættes i drift først. Med de benyttede brændselspriser fører dette til, at affaldsfyrede og biogasyrede kraftvarmeværker producerer hele tiden, idet deres marginale varmeproduktionspris er negativ.

For hvert endepunkt i et varmeinterval aflæses, hvilke værker der skal sættes i drift for at dække varmebehovet, og størrelsen af modtryksproduktionen fra disse værker. Igangsættes udtagsværker beregnes den maksimale udtagsproduktion for dette varmeinterval ud fra C_m - og C_v -værdien og den maksimale eleffekt for værket. For at få resultatet for et vilkårligt varmebehov interpoleres værdierne for modtryksproduktionen og grænserne for udtagsproduktionen lineært mellem værdierne for endepunkterne

4.1.3.4 Effekten af varmelagre i et fjernvarmeområde.

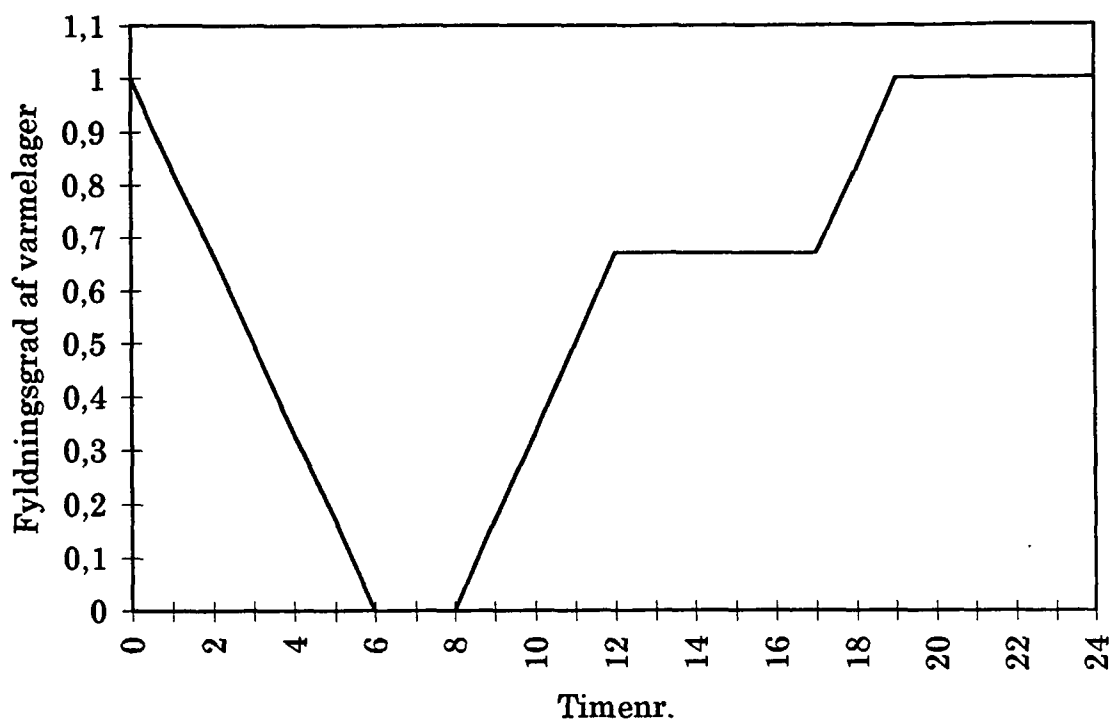
I fjernvarmeområderne har vi forudsat, at der forefindes varmelagre med en kapacitet svarende til 6 timers maksimal fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeverkerne i de enkelte fjernvarmeområder. Påfyldnings/tømnings-hastigheden af lagrene bestemmes ved, at lagrene ikke kan fyldes eller tømmes helt på kortere tid end 6 timer. Effekten af at fylde et varmelager beregnes ved, at der til varmeproduktionen adderes varmeeffekten til lageret, og derefter gentages ovenstående beregninger af modtryksproduktionen osv. med denne nye værdi for varmemeforbruget. En tilsvarende beregning udføres, når der trækkes på lageret, her skal varmeeffekten fra lageret bare fratrækkes varmeproduktionen.

For at kunne forudsige modtryksproduktionen i en fremtidig driftstime skal udvekslingen med varmelageret i den fremtidige driftstime kendes. For at opnå dette sker udvekslingen med varmelageret i de fremtidige driftstimer, således at en bestemt såkaldt optimal fyldningsgrad af varmelageret følges så tæt som muligt gennem døgnet. Modtryksværkernes reguleringsevne i driftstimen afhænger af, hvordan varmelagerne er fyldt ved starten af driftstimen. Derfor kan en given optimal fyldningsgrad have indflydelse på størrelsen af fejlen i elbørshandlen. Vi har afprøvet 4 forskellige strategier for brugen af varmelagrene svarende til 4 optimale fyldningsgrader:

1. Varmelagrene fyldes i spidslastperioder og tømmes i lavlastperioder, således at den størst mulige del af elproduktionen fra kraftvarmeverkerne med varmelagre tilknyttet sker i højlastperioder, hvor elprisen er størst.
2. Det tilstræbes at varmelagrene altid er halvt fyldt, således at elproduktionen fra modtryksværkerne i driftstimen kan reguleres både op og ned ved henholdsvis at fylde eller tømme varmelagrene.
3. Idet det hyppigst forekommende problem i elsystemet er eloverløb, tilstræbes det at varmelagrene altid er helt fyldt, så modtryksværkerne ved et truende eloverløb i driftstimen kan nedreguleres mest muligt ved at tømme varmelagrene.
4. En mellemting af de to ovenstående fyldningsgrader idet varmelagrene tilstræbes at være 80 % fyldt hele tiden.

Det viser sig, at hvilken varmelagerstrategi der vælges, har en meget lille indflydelse på elsystemets driftsforhold. Forklaringen er at i selve driftstimen afviges der fra den optimale fyldningsgrad, hvis det er nødvendigt for at reducere fejlen i elbørshandlen. Dette betyder i praksis, at fyldningsgraden i varmelagrene sjældent svarer til den optimale fyldningsgrad.

Vi har valgt at bruge varmelagerstrategi 1 i simuleringerne. Den optimale fyldningsgrad bliver som afbildet på Figur 4-2.



Figur 4-2 Den optimale fyldningsgrad af varmelagerne gennem døgnet svarende til, at lageret tømmes fra kl 00.00 til 6.00 og fyldes i perioderne kl. 8.00-12.00 og kl. 17.00-19.00.

4.1.3.5 Geotermiske værker og varmepumper

De geotermiske værker og de eldrevne varmepumper behandles som modtryksværker med negativ C_m -værdi og indgår på lige fod med de andre anlæg, når værkerne sorteres efter deres marginale varmeproduktionspris. Da de geotermiske værker og varmepumperne forbruger el afhænger varmeproduktionsprisen for værkerne af elprisen. For at begrænse eloverløbet gennem året mest muligt er elprisen for de geotermiske værker og varmepumperne sat til nul, således at værkerne opstartes næst efter de affaldsfyrede eller biogasfyrede kraftvarmeværker, hvilket sikrer en høj brugstid på de geotermiske værker og varmepumperne.

4.1.3.6 Forudsigelse af modtryksproduktionen

Handlen på den nordiske elbørs kræver en forudsigelse af modtryksproduktionen i den fremtidige driftstimer. Forudsigelsen sker ved, at der laves en forudsigelse af fjernvarmebehovet i området. Til dette varmebehov adderes udvekslingen af varme med varmelageret i den fremtidige driftstimer, og den tilhørende modtryksproduktion til dette varmebehov beregnes derefter. Udvekslingen af varme med varmelageret i fremtiden er bestemt af, at der skal trækkes eller fyldes på varmelageret på en sådan måde, at varmelagerets fyldningsgrad følger den optimale fyldningsgrad gennem døgnet så tæt som muligt.

4.1.4 Styling af kraftvarmeværker og varmepumper i det vedvarende scenarie

Stylingen af kraftvarmeværkerne i det vedvarende scenarie er som nævnt særdeles simpel, idet værkerne producerer maksimalt i samtlige driftstimer i året. Dermed er forudsigelsen af elproduktionen fra disse værker triviel.

Fjernvarmebehovet dækkes først med fjernvarmeproduktionen fra kraftvarmeverkerne, derefter med fjernvarme produceret på varmepumperne og til sidst ved hjælp af fjernvarme produceret på spidslastkedler. Varmepumperne har en virkningsgrad på 3,5.

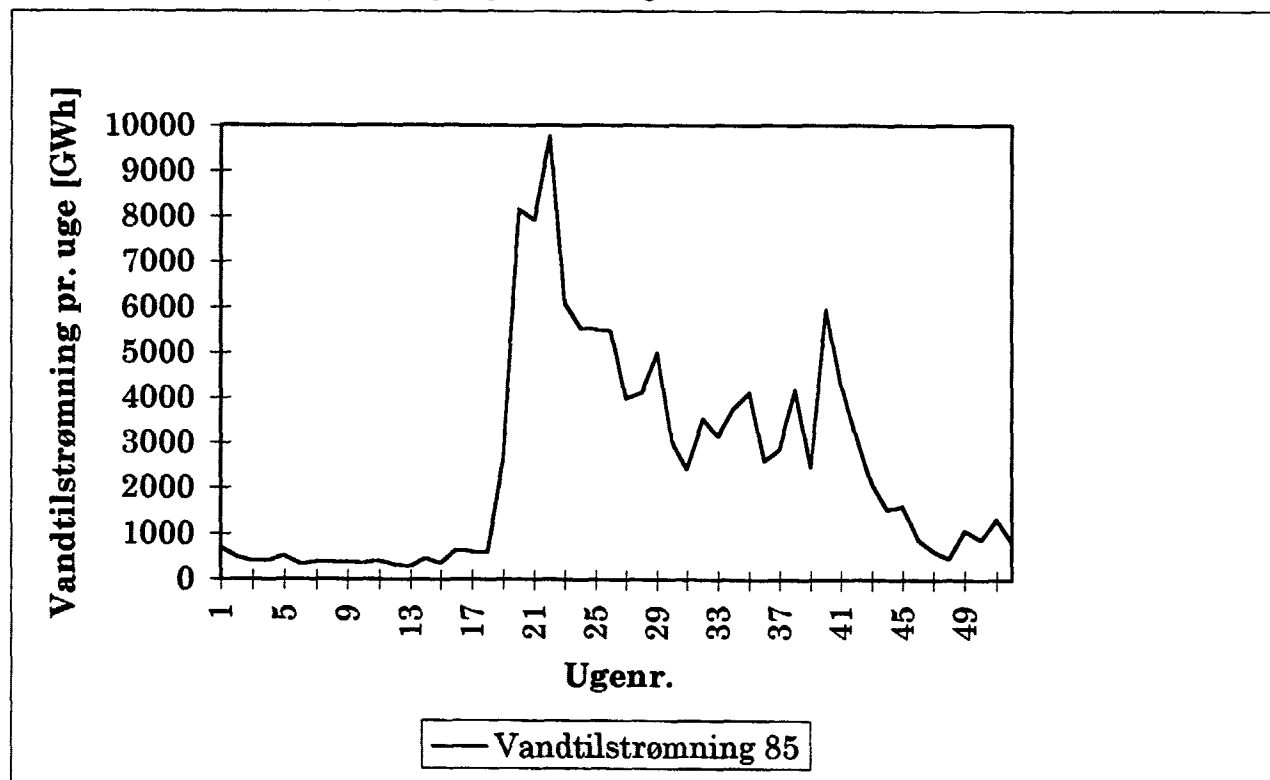
4.2 Norge

4.2.1 Elforbruget i Norge

Vi benytter time for time data for det samlede elforbrug i Norge i år 1995 (Mørk 1997). Disse data divideres med årsforbruget i 1995, hvorefter de ganget med henholdsvis det forudsatte forbrug i Nordnorge, Sydvestnorge og Sydøstnorge benyttes som elforbrugsdata i disse områder. Elforbruget vil altså have samme variation i de tre områder.

4.2.2 Vandtilstrømningen

Data for den samlede vandtilstrømning til norske magasiner og turbiner pr. uge gennem 11 år i perioden 1980-1991 er stillet til rådighed for os af Nordpool (Andersen 1997). Ca. 35 % af den samlede vandtilstrømning er uregulerbar tilstrømning. Det har været umuligt at få nærmere oplysning om fordelingen af den uregulerbare tilstrømning gennem året. Derfor fordeles den uregulerbare tilstrømning på følgende måde. Halvdelen, dvs. 17,5 %, forudsættes proportional med den samlede vandtilstrømning pr uge og halvdelen forudsættes jævnt fordelt gennem året. Begrundelsen for at fordele noget af den uregulerbare tilstrømning jævnt gennem året er, at der altid skal være en vis vandmængde i de forskellige vandløb af miljømæssige og rekreative grunde.



Figur 4-3 Vandtilstrømningen til magasiner og turbiner pr. uge i Norge i 1985 normaliseret til den forudsatte årsproduktion i 2030.

For hvert år divideres ugedata med årsproduktionen, således at der fremkommer et datasæt af ugeværdier som summerer til 1. Dette datasæt ganges med den forudsatte årsproduktion i 2030.

1985 er valgt som et middelvandår, idet vårfloeden når sin maksimum i uge 22, der er middelværdien for tidspunktet for den maksimale vandtilstrømning gennem perioden 1980-1991, og årsproduktionen er tæt på middelårsproduktionen. I Figur 4-3 ses vandtilstrømningens fordeling gennem året i 1985.

4.2.3 Styring af vandkraftværker og naturgaskraftværker

Vandkraftværkerne og naturgaskraftværkerne forudsættes værende hurtigtregulerende værker, der kan ændre deres produktion fra 0 til maksimal produktion fra time til time.

Udgangspunktet for reguleringsstrategien for vandkraftværkerne er data for middelfyldningsgraden pr. uge i perioden 1982-1991 i magasinerne i Nord-, Sydvest- og Sydøstnorge (Statistisk sentralbyrå 1996). Vandkraftproduktionen tilpasses til vandtilstrømningen, således at fyldningsgraden i magasinerne ligger så tæt på middelfyldningsgraden som muligt. Dette sker ud fra den betragtning, at middelfyldningsgraden er et udtryk for den ønskelige variation i magasinfyldningen gennem året, idet fyldningsgraden i magasinerne i Norge til en vis grad kan reguleres gennem eksport eller import af el med nabolandene.

Reguleringen af vandkraftværkerne er forklaret mere detaljeret i afsnit 4.5.1.

4.3 Sverige

4.3.1 Elforbrug

Time for timedata for elforbruget i Sverige konstrueres ved at kombinere to kurver for den gennemsnitlige døgnbelastning en vinterdag, onsdag d. 3. januar 1995, og en sommerdag, onsdag d. 3. juli 1995 (Nordel 1996). Dette gøres for at tage hensyn til variationen i elforbruget gennem året. Ud fra hver kurve kan det gennemsnitlige forbrug pr. time aflæses, og dermed fås time for timedata for elforbruget i januar og juli. Timedata for elforbruget i én af de resterende måneder i året, f.eks. april, fremkommer ved at lægge kurverne for januar og juli sammen med en faktor, som afhænger af forholdet mellem elforbruget pr. måned i april, januar og juli. Hvis elforbruget pr. time i en given time, t , og måned, m , kaldes for $tf(t,m)$ og elforbruget pr. måned kaldes for $mf(m)$, hvor $t = 1,2,\dots,24$ og $m = \text{jan, feb},\dots, \text{dec}$, er elforbruget pr. time i en given time og måned givet ved

$$tf(t,m) = \frac{mf(m) - mf(\text{juli})}{mf(\text{jan}) - mf(\text{juli})} * tf(t,\text{jan}) + \frac{mf(\text{jan}) - mf(m)}{mf(\text{jan}) - mf(\text{juli})} * tf(t,\text{juli})$$

De herved fremkomne timedata summeres for at få årsforbruget, hvorefter de skaleres, således at årsforbruget svarer til årsforbruget bestemt i scenarierne. De to døgnkurver og månedsdata for elforbruget i 1995 er taget fra (Nordel 1996 fig. S5 og S12).

Ovenstående fremgangsmåde betyder, at elforbrugsprofilen pr. døgn er uændret en måned ad gangen. Ændringen i forbrugsprofilen fra hverdage til weekends er dermed ikke indregnet.

Som time for timedata for fjernvarmeforbruget benyttes det samme datasæt som bruges for fjernvarmeforbruget i de danske fjernvarmeområder.

4.3.2 Vindkraft

Vindmøllerne i Sverige forudsættes at være landbaserede og af samme type som dem i Danmark, dvs. der benyttes samme effektkurve for de svenske vindmøller som for de danske. Derfor bruges den samme tidsserie for vindkraftproduktionen pr overstrøget areal pr. time fra landbaserede vindmøller som bruges i Vest- og Østdanmark. For at vindkraftproduktionen i Sverige ikke skal variere på eksakt samme måde som i Danmark, forskydes vindkraftproduktionen i Sverige således, at den er 3 timer forsinket i forhold til produktionen i Danmark.

4.3.3 Vandkraft

Vandtilstrømningen i det svenske vandkraftsystem i et normalår aflæses fra figur 5 i (figur 5 NUTEK 1996) og normaliseres på samme måde som de norske data for vandtilstrømningen. Den uregulerbare tilstrømning forudsættes værende af samme omfang som i det norske system, dvs. ca. 35 % af den samlede tilstrømning, og fordeles på samme måde gennem året.

Styringen af vandkraftværkerne tilpasses til vandtilstrømningen, således at fyldningsgraden i magasinerne ligger så tæt på middelfyldningsgraden som muligt. Middelfyldningsgraden i magasinerne i et normalår aflæses fra figur 6 i (NUTEK 1996).

4.3.4 Kraftvarme- og kondensværker

Kraftvarmeværkerne regnes som modtrykswærker med en C_m -værdi på henholdsvis 1,5 og 0,5 for de naturgasfyrede og de biomassefyrede værker. Produktionen følger varmekonsumet, der som nævnt er givet ved tidsserien for det danske fjernvarmekonsum.

Kondensværkerne i Sydsverige regnes for hurtigtregulerende værker, der kan ændre deres elproduktion fra nul til maksimum fra den ene time til den anden.

Elproduktionen i Sydsverige er altså delt op i to blokke, hvor den ene blok består af den uregulerbare eller bundne elproduktion fra vindmøller og kraftvarmeværker, og den anden blok består af den regulerbare elproduktion fra kondensværkerne, der ikke er underkastet nogle driftsmæssige bindinger.

Dette er en ret primitiv måde at modellere elproduktionen i Sydsverige på. En mere rimelig antagelse ville være, at elproduktionen fra kraftvarmeværkerne var mere fleksibel pga. forekomsten af varmelagre. De naturgasfyrede kraftvarmeværker kunne konstrueres som udtagsværker, hvilket kunne erstatte nogle af de rene kondensværker. Elproduktionen fra kondensværkerne ville være underkastet bindinger i form af teknisk minimum og begrænsninger i reguleringshastigheden.

Der har ikke været tid til at lave denne mere avancerede modellering af elproduktionen i Sydsverige, men det ses, at mere realistiske antagelser ville gøre den bundne elproduktion på kraftvarmeværkerne mere fleksibel og begrænse reguleringssevnen af elproduktionen på kondensværkerne. Disse to effekter ophæver til en vis grad hinanden, således at med hensyn til reguleringssevnen i det Sydsvenske elsystem er forskellen på den valgte modellering og den mere realistiske modellering formodentlig ret lille.

4.4 Nettab, revisions- og haverifaktorer

For eludveksling mellem områderne regnes der med et nettab på 4 % ved maksimal belastning af linierne. Nettabet i en driftstime beregnes ud fra følgende formel

$$P_{tab} = 0,04 \cdot \frac{P^2}{P_{max}} \text{ for } 0 \leq P \leq P_{max}$$

hvor P er den gennemsnitlige effekt, der løber i linien i driftstimen, P_{max} er den maksimale effekt af linien og P_{tab} er tabet i linien.

Nettab indenfor hvert område af en størrelse på 7-8 % af det totale elforbrug er allerede inkluderet i elforbruget, idet elforbruget er opgivet af værk.

For de individuelt specificerede værker i de 26 store fjernvarmeområder i Danmark i Energi 21 planscenariet regnes med havari- og revisionsfaktorer, der multipliceres med den opgivne effekt af værkerne, og dermed begrænser den disponible effekt af værkerne. Haverifaktoren er den samme, 0,93, for alle værkerne, mens revisionsfaktoren er forskellig fra værk til værk. Revisionsfaktorerne varierer gennem året efter følgende formel

$$R(t) = R + (1 - R) \cos\left(2\pi \frac{t}{8760}\right)$$

hvor R er revisionsfaktoren opgivet i værklisten (se appendiks B), t er timenummeret i året, og $R(t)$ er den tidsvarierende revisionsfaktor. Det ses, at revisionsfaktoren varierer som en cosinusurve omkring middelværdien R med amplituden $1-R$, således at revisionsfaktoren er tæt på 1 om vinteren og tæt på $2R-1$ om sommeren (Pedersen 1996).

Den installerede effekt af de resterende kraftvarmeværker i Danmark og de termiske værker i Norge og Sverige varierer på samme måde gennem året i både Energi 21 planscenariet og det vedvarende scenarie.

4.5 Styring af det samlede elsystem

4.5.1 Prioritering af elproduktionsteknologierne, elhandel mellem områderne

I hvert område i modellen er der et forbrugscenter, som efterspørger en vis mængde kraft i hver driftstime, og forskellige producenter, der kan levere kraft i driftstimen. Hver producent repræsenterer en bestemt form for elproduktion, f.eks. findes der i Energi 21 planscenariet i Vestdanmark 5 producenter svarende til følgende former for elproduktion: vindkraft, industriel kraftvarme, kraftvarme i restfjernvarmeområdet, modtryksproduktion i de 26 store fjernvarmeområder, udtagsproduktion i de 26 store fjernvarmeområder.

Vi ønsker at kraften fra nogle producenter skal aftages før kraften fra andre producenter. Idet algoritmen for elhandel er konstrueret således, at forbrugerne efterspørger den billigste kraft, der er til rådighed i det samlede elsystem i driftstimen, kan denne prioritering ske ved at tildele hver producent en elproduktionspris. Denne pris har ikke noget at gøre med, hvor meget det i virkeligheden koster at producere kraft ved hjælp af en given form for elproduktion, men afspejler kun prioriteringen i modellen af denne form for elproduktion i forhold til de andre. I Tabel 4-5 ses de elproduktionspriser, som vi har tildelt producenterne. Prisen på den regulerbare vandkraft afhænger af, om fyldningsgraden i magasinerne er tæt på, over eller under den optimale fyldningsgrad i magasinerne. På denne måde fastholdes fyldningsgraden i magasinerne ret tæt på den optimale fyldningsgrad. Udover denne regulering af vandkraftens produktionspris reguleres produktionsprisen på den regulerbare vandkraft efter følgende formel:

$$\text{Korrigeretprisforvandkraft} = \text{Vandkraftpris} \cdot (1 + 0,25 \cdot (\text{optimalfyldningsgrad} - \text{fyldningsgrad}))$$

Område	Producent	"Produktionspris"
Vest- og Østdanmark	Vindkraft	100
	Industriel KV	100
	KV i restfjernvarmeområdet	100
	KV i 26 store FV-områder	100
	Udtagsprod. i 26 store FV-områder	300
Nordsverige, Nordnorge, Sydvestnorge og Sydøstnorge	Uregulerbar vandkraft	100
	Regulerbar vandkraft, fyldningsgrad $\pm 2\%$ fra optimal fyldningsgrad	200
	Regulerbar vandkraft, fyldningsgrad $> 102\%$ af optimal fyldningsgrad	150
	Regulerbar vandkraft, fyldningsgrad $< 98\%$ af optimal fyldningsgrad	300
Sydvestnorge	Gaskraft	300
Sydsverige	Vindkraft	100
	Kraftvarme	100
	Kondens	300
Tyskland, Belgien, Holland-omr.	Eksport i lavlastperioder	150

Tabel 4-5 Prioritering af de forskellige former for elproduktion i modellen. Den bundne og uregulerbare elproduktion i form af vindkraft, kraftvarmeproduktion og uregulerbar vandkraft afsættes først, derefter afsættes den regulerbare vandkraft, når fyldningsgraden i magasinerne er tæt på eller større end den optimale fyldningsgrad i magasinerne, og endelig afsættes udtags- og kondensproduktion.

Her er "*Vandkraftpris*" lig med de produktionspriser på den regulerbare vandkraft, der er angivet i Tabel 4-5. Denne minimum-regulering sikrer, at når fyldningsgraden i magasinerne kommer under den optimale fyldningsgrad, bliver gaskraften i Sydvestnorge afsat før den regulerbare vandkraft i Sydvestnorge. Kommer fyldningsgraden i magasinerne meget under den optimale fyldningsgrad vil minireguleringen sikre, at der bliver importeret kondenskraft til vandkraftsystemet.

Tabet i transmissionslinierne mellem områderne lægges oven i produktionsprisen, således at det ikke kan betale at importere f.eks. kondenskraft fra Sydsverige til Østdanmark, hvis der er ledig udtagsproduktion i Østdanmark, idet kondenskraft og udtagsproduktion har samme produktionspris, og kondenskraften dermed vil blive dyrere pga. tabet i transmissionslinien.

Elhandlen mellem områderne sker ved, at forbrugscenteret i hvert område efter tur får sit elbehov dækket med den billigste kraft, der er til rådighed i det samlede elsystem i driftstimen. Dette fører til at der overføres kraft mellem forbrugere og producenter i de forskellige områder. Der regnes med fortegn i transmissionslinierne, således at hvis en forespørgsel om køb af kraft fra forbrugeren i f.eks. Østdanmark har ført til, at der skal importeres 200 MW fra Sydsverige til Østdanmark, og forespørgslen om køb af kraft fra forbrugeren i Sydsverige dernæst fører til, at der skal importeres 300 MW fra Østdanmark til Sydsverige, bliver den endelige effektoverførsel 100 MW fra Østdanmark til Sydsverige.

I Energi 21 planscenariet får forbrugscentrene dækket deres elbehov i følgende rækkefølge: Østdanmark, Vestdanmark, Sydøstnorge, Sydvestnorge, Nordnorge, Sydsverige, Nordsverige og til sidst Tyskland/Belgien/Holland-området. Rækkefølgen i det vedvarende scenarie er som i Energi 21 planscenariet bortset fra, at Tyskland/Belgien/Holland-området er flyttet op foran Østdanmark.

Rækkefølgen, hvormed forbrugscentrene får dækket deres elbehov, afgør i hvilken orden forbrugscentrene får adgang til transmissionsnettet, således at det første forbrugscener som efterspørger kraft har første prioritet til udnyttelsen af transmissionsnettet og så fremdeles.

Idet der i enkelte driftstimer optræder transmissionsbegrænsninger på nogle af transmissionslinierne, har rækkefølgen af forbrugscentrene betydning for resultaterne af simuleringerne. Vi har undersøgt, hvor stor betydning rækkefølgen har ved at lave en simulering af Energi 21 planscenariet, hvor Øst- og Vestdanmark optræder sidst i rækkefølgen i stedet for først. Ved at sammenligne de to simuleringer ses, at ændringen i hovedparten af driftsresultaterne er mindre end 5 %, og ingen af hovedkonklusionerne på simuleringerne bliver ændret som følge af den ændrede rækkefølge. Betydningen af rækkefølgen er altså begrænset.

Eksport/import-aftalen mellem Tyskland/Belgien/Holland-området og Norge er lavet således, at Tyskland/Belgien/Holland-området importerer 2400 MW i højlastperioder til den billigste produktionspris til rådighed i resten af elsystemet. Denne pris vil normalt svare til, at effekten bliver produceret ved hjælp af den regulerbare vandkraft i Norge. Hvis der er eloverløb i Danmark, vil eloverløbet delvist erstatte vandkraftproduktionen, idet eloverløbet har en billigere produktionspris end den regulerbare vandkraft. I lavlastperioder optræder Tyskland/Belgien/Holland-området som en elproducent, der stiller maksimalt 2400 MW til rådighed til en produktionspris på 150, dvs. en billigere pris end den regulerbare vandkraft, hvis fyldningsgraden i vandmagasinerne er normal.

4.5.2 Styring af det danske elsystem, handel på elbørsen

Styringen af det danske elsystem består overordnet set af to skridt. Først laves en række forudsigelser af el- og fjernvarmeforbruget og vindkraftproduktionen, hvorudfra det fremtidige elbehov vurderes, og det besluttet, hvordan der skal handles på den nordiske elbørs.

Dernæst i selve driftstimen styres elsystemet således, at det så vidt muligt lever op til den forpligtelse der ligger i et evt. salg eller køb på elbørsen.

Handlen på børsen i hvert af områderne i en given driftstime bliver bestemt på følgende måde:

Der laves først en simulering af elhandlen i det samlede elsystem i driftstimen, hvor der for Vest- og Østdanmarks vedkommende benyttes forudsagte værdier af elforbruget, fjernvarmeforbruget og vindkraftproduktionen.

I Energi 21 planscenariet laves der forudsigelser af modtryksproduktionen fra restfjernvarmeområdet og de store fjernvarmeområder ud fra forudsigelsen af fjernvarmeforbruget. Udtagsdelen af kraftvarmeverkerne i Vest- og Østdanmark tages ikke i brug.

I de resterende områder bruges de rigtige værdier for elforbrug og bunden elproduktion fra den uregulerbare vandkraft og kraftvarmeverker i driftstimen.

Simuleringen resulterer i en eludveksling mellem henholdsvis Vest- eller Østdanmark og omverdenen. Værdien af denne eludveksling bliver solgt eller købt på elbørsen i driftstimen. På denne måde tages der hensyn til eventuelle transmissionsbegrænsninger mellem Vest- og Østdanmark og det re-

sterende elsystem og et eventuelt manglende elbehov i resten af elsystemet, når der sælges på elbørsen.

Dernæst laves endnu en simulering af elhandlen i driftstimen, hvor købet eller salget nu indgår som en forpligtelse, og der benyttes de rigtige værdier for elforbrug, fjernvarmeforbrug og vindkraftproduktion i områderne. Forskellen mellem eludvekslingen imellem Vest- eller Østdanmark og resten af elsystemet i denne simulering og salg/køb på elbørsen bestemt i den forgående simulering bestemmer fejlen i elbørssalget, der er gjort i henholdsvis Vest- og Østdanmark.

Hvis det er nødvendigt pga. uoverensstemmelse mellem de forudsagte værdier og de rigtige kan fejlen i elbørssalget reduceres ved, at der fyldes eller trækkes på varmelagrene. Dette medfører, at fyldningsgraden af varmelagrene afviger fra den optimale fyldningsgrad. I Energi 21 planscenariet reguleres elproduktionen fra kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet og i de store fjernvarmeområder i Vest- og Østdanmark på denne måde, mens i det vedvarende scenarie er det fordelingen gennem døgnet af varmepumpernes elforbrug i Vest- og Østdanmark som styres.

I Energi 21 planscenariet registreres det i simuleringen, hvor meget elproduktion fra udtagsdelen af kraftvarmeværkerne kan reducere fejlen i elbørssalget, idet fejlen i elbørssalget med og uden opstart af udtagsproduktion bestemmes.

Referencer til kapitel 4:

Andersen, J. H. (1997). , Nord Pool ASA.

ELSAM & IMM (1995). Wind Power Prediction Tool in Central Dispatch Centers.

Energistyrelsen (1996). Energi 21, Forudsætninger og resultater.

Godske, B. (1997). , Elkraft.

Landberg, L. (1997). "Short-term prediction of the power production from wind farms." Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics (Submitted).

Landberg, L., M. A. Hansen, et al. (1996). Implementing wind forecasting at a utility, RISØ, Danish Meteorological Institute, ELKRAFT, NESA.

Mørk, E. (1997). , Statnett SF.

Nordel (1996). Årsberetning 1995.

NUTEK (1996). Svensk Elmarknad 1996.

Pedersen, S. L. (1996). , Energistyrelsen.

Pedersen, S. L. (1997). Produktionskurven for industrielle kraftvarmeværker stammer fra RAMSES' simuleringsmodul., Energistyrelsen.

Press, W. H., S. A. Teukolsky, et al. (1992). Numerical recipes in C, Cambridge University Press.

RISØ, ELKRAFT, et al. (1995). Teknologi og data. Vedvarende energi i stor skala til el- og varme-
produktion. Bilagsrapport 2.

Statistisk sentralbyrå (1996). http://www-open.ssb.no/www-open/statistikk_etter_emne/naeringer/vannmag/median.shtml.

5. Resultater

I dette kapitel beskrives de væsentligste resultater fra simuleringerne af scenarierne. Der fokuseres på resultater, som har at gøre med indpasningen af vindkraft i elsystemet. Først gennemgås resultaterne hørende til energi 21 planscenariet. En række parametre er blevet varieret indenfor dette scenarie for at undersøge deres betydning for elsystemets drift. Dernæst præsenteres resultaterne hørende til vedvarende energi scenariet.

For samtlige resultater hørende til de to scenarier, gælder, hvis intet andet er nævnt, følgende:

1. Transmissionskapaciteten af linierne er som angivet på Figur 3-1.
2. Elbørshandlen foregår som i dag, således at aktørerne hver dag kl. 12.00 skal specificere hvordan de vil handle det følgende døgn.
3. DMI/RISØ-modellen benyttes til at generere 36 timers forudsigelser af vindkraftproduktionen i Vest- og Østdanmark.
4. Økonomiske værdier er angivet i danske kroner.

5.1 Energi 21 planscenariet

5.1.1 Årsproduktion og forbrug

	Vestdanmark	Østdanmark
Prod. kraftvarmeværker:		
Industriel kraftvarme	6,4	1,6
Restfjernvarmeområdet	2,7	1,4
Modtryksprod. i de 26 FV-omr. ¹⁴	10,9	5,0
Udtagsprod. i de 26 FV-omr.	0,4	0,5
Termisk prod. ialt	20,4	8,5
Prod. vind, on shore	3,6	0,9
Prod. vind, off shore	6,2	6,2
Samlet produktion	30,2	15,5
Forbrug	18,7	12,5
Netto overskudsproduktion	11,4	3,1
Salg på elbørsen	11,7	4,5
Ikke solgt el	0,3	0,2
Køb på elbørsen	0,6	1,6

Tabel 5-1 Produktion og forbrug i TWh i Energi 21 planscenariet i henholdsvis Vest- og Østdanmark.

Ud fra Tabel 5-1 ses, at på årsbasis er der en stor overskudsproduktion af kraft i Vestdanmark, svarende til 38 % af den totale produktion i området, og en mindre overskudsproduktion af kraft i Østdanmark svarende til 20 % af total produktionen. Overskudsproduktionen på årsbasis i Vestdanmark

¹⁴ Fratrullet elforbruget til varmepumper og geotermiske værker.

dækker over et samlet eloverskud på 12,0 TWh, hvoraf 97 % bliver solgt på elbørsen, og et samlet elunderskud på 0,6 TWh, der dækkes gennem køb på elbørsen. I Østdanmark er det samlede eloverskud på 4,5 TWh, hvoraf 96 % sælges på elbørsen, og det samlede elunderskud på 1,6 TWh, som købes på elbørsen. At noget af eloverskuddet ikke bliver solgt skyldes enten transmissionsbegrænsninger mellem udlandet og henholdsvis Vest- og Østdanmark eller, at der i den benyttede model ikke er aftagere til overskudsproduktionen i udlandet.

Produktionen i Vestdanmark er næsten dobbelt så stor som produktionen i Østdanmark. Den hav- og landbaserede vindkraftproduktion i Vestdanmark udgør 33 % af total produktionen, mens vindkraftproduktionens andel af total produktionen er større i Østdanmark, nemlig 46 %. Selv uden produktionen fra vindkraften ville der være en overskudsproduktion i Vestdanmark, idet modtryksproduktionen fra kraftvarmeværkerne er 1,3 TWh større end elforbruget i Vestdanmark.

Tabel 5-2 viser, som det er forudsat i modellen, at SV-Norge og N-Sverige har en stor overskudsproduktion af kraft, mens SØ-Norge og især S-Sverige er underskudsområder. Produktion og forbrug i Norge er lige store, mens forbruget i Sverige er ca. 10 TWh større end produktionen. Grunden til dette er, at da kondenskraftproduktionen i Sydsverige har lav prioritet, går det meste af overskudsproduktionen af kraft fra Danmark til at erstatte kondenskraftproduktion i Sydsverige.

Der optræder ikke elmangel i nogle af områderne.

Idet vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er lav i November og December samtidig med, at elforbruget er højt, må der for at tilfredsstille elbehovet trækkes en del på vandkraftmagasinerne, hvilket resulterer i, at fyldningsgraden ved årets slutning i alt er 6,5 TWh lavere end ved årets start. Dette er ikke udtryk for, at der er mangel på kraft i det Norske og Svenske system, men skyldes at vi har sat fyldningsgraden af vandmagasinerne i starten af året for højt. Simuleres elsystemet 2 år i træk, således at fyldningsgraden af vandmagasinerne i starten af det andet år er lig med fyldningsgraden i slutningen af det første år, laves der ikke et ekstra træk på vandmagasinerne det andet år. De 6,5 TWh vandkraftproduktion erstattes med produktion på kondensværkerne i Sverige og Sydvestnorge.

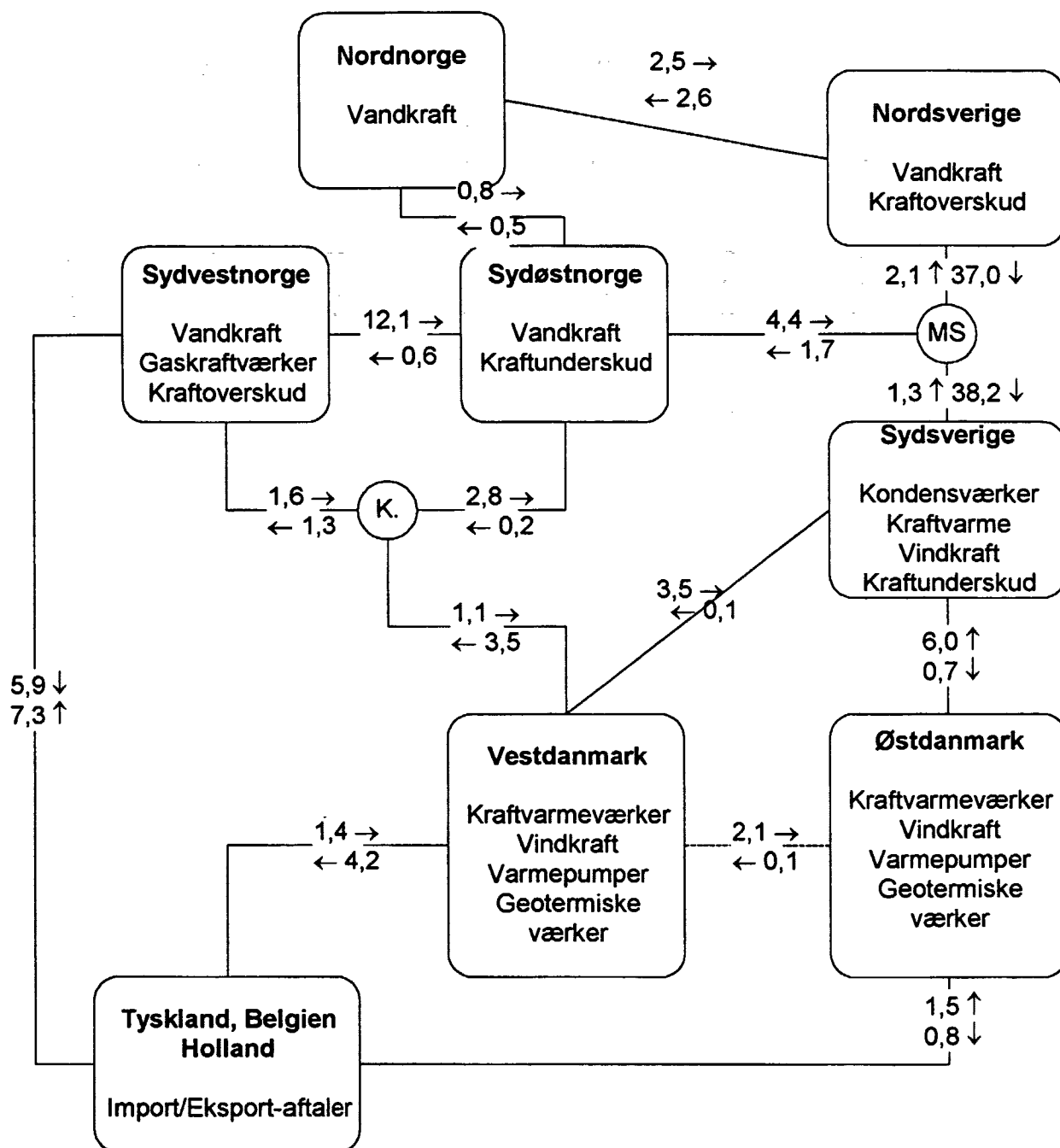
Produktion:	SV-Norge	SØ-Norge	N-Norge	N-Sverige	S-Sverige	Ty/Bel/Hol
Vandkraft	42,2	55,6	35,9	68,8		
Kraftvarme					45,0	
Kondens	1,0				37,3	
Vind					5,0	
Prod. ialt	43,2	55,6	35,9	68,8	87,3	8,4¹⁵
Forbrug	32,2	67,2	35,6	33,2	132,8	9,0¹⁶
Overskud	11,0	-11,6	0,3	35,6	-45,3	-0,6
Ændr. i vandmag.	-0,6	-1,6	-2,3	-1,9		

Tabel 5-2 Forskellen i vandmagasinernes fyldningsgrad ved årets begyndelse og årets slutning plus årsproduktion og forbrug i TWh i Norge, Sverige og Tyskland/Belgien/Holland-området.

¹⁵ De 8,2 TWh angiver eksporten fra Tyskland/Belgien/Holland-området til det nordiske elsystem.

¹⁶ De 9,0 angiver den del af importen, som forbruges i området.

5.1.2 Den årlige kraftoverførsel mellem områderne



Figur 5-1 Den årlige kraftoverførsel mellem områderne i Energi 21 planscenariet [TWh/y].

I Figur 5-1 ses den årlige kraftoverførsel mellem områderne i Energi 21 planscenariet. Figuren viser, at Sydsverige som forudsat har en stor nettoimport af kraft fra Nordsverige, men at der også importeres en hel del fra Vest- og Østdanmark. Østdanmark optræder som transitland for krafteksport fra Vestdanmark til Sydsverige. Af importen til Tyskland/Belgien/Holland-området fra Sydvestnorge, Vest- og Østdanmark på 11,2 TWh forbruges 9,0 TWh i Tyskland/Belgien/Holland-området, dvs. ca. 2 TWh af importen flyder gennem området og videre til andre områder. Dette betyder, at Tyskland/Belgien/Holland-området i visse driftstimer optræder som transitland for krafteksport mellem især Vestdanmark og Sydvestnorge. Dermed virker Tyskland/Belgien/Holland-området i modellen

nogle gange som en ekstra forbindelse mellem Vestdanmark og Sydvestnorge og Vest- og Østdanmark. Omvendt fungerer Vestdanmark ind i mellem som transitland for kraftudveksling mellem Tyskland/Holland/Belgien-området og Norge.

De 9,0 TWh svarer til, at Tyskland/Belgien/Holland-området får leveret 2400 MWh i næsten alle højlasttimer, dvs. kraftudvekslingsaftalerne mellem Norge og Tyskland/Belgien/Holland-området bliver stort set opfyldt. At importen til Tyskland/Belgien/Holland-området ikke helt er 2400 MWh i alle højlasttimer skyldes, at importen bliver begrænset af, at transmissionslinierne mellem Tyskland/Belgien/Holland-området og omverdenen også bliver brugt til kraftudveksling mellem Sydvestnorge og Danmark.

Eksporerten mellem Norge og Tyskland/Belgien/Holland-området påvirkes af den store overskudsproduktion af kraft i Vestdanmark, således at en del af den aftalte kraftimport fra Norge til Tyskland/Belgien/Holland-området leveres fra Vestdanmark.

5.1.3 Optimal transmissionskapacitet

Hvis overskudsproduktionen af el i henholdsvis Vest- og Østdanmark i nogle driftstimer er større end den samlede transmissionskapacitet mellem hvert af områderne og udlandet, vil størrelsen af transmissionskapaciteten have betydning for, hvor meget af overskudsproduktionen der kan sælges til udlandet. Et større salg fører naturligvis til at mængden af el i hvert område som ikke bliver afsat reduceres. Samtidig kan fejlen i elbørssalget stige, hvis der handles mere på børsen. For at vurdere om en udvidelse af transmissionskapaciteten kan betale sig, er transmissionskapaciteten af linierne Vestdanmark-Kristiansand og Østdanmark-Sydsverige blevet varieret i simuleringerne. For hver simulering beregnes fortjenesten ved eludvekslingen, som vi har defineret som:

Fortjeneste ved eludvekslingen = Værdien af salget + Værdien af ikke afsat el - omkostninger ved fejl i elbørssalget - årlig ydelse på investering i udvidelse af transmissionskapaciteten

Når "Værdien af ikke afsat el" er medtaget skyldes det, at denne er sat til 50 kr/MW, idet den formentlig altid vil kunne sælges til Tyskland for denne pris, eller alternativt bruges i varmtvandskedler.

Idet det er svært at vurdere, hvad priserne på transmissionskapacitet mellem områderne i år 2030 vil være, er der forudsat 3 forskellige priser:

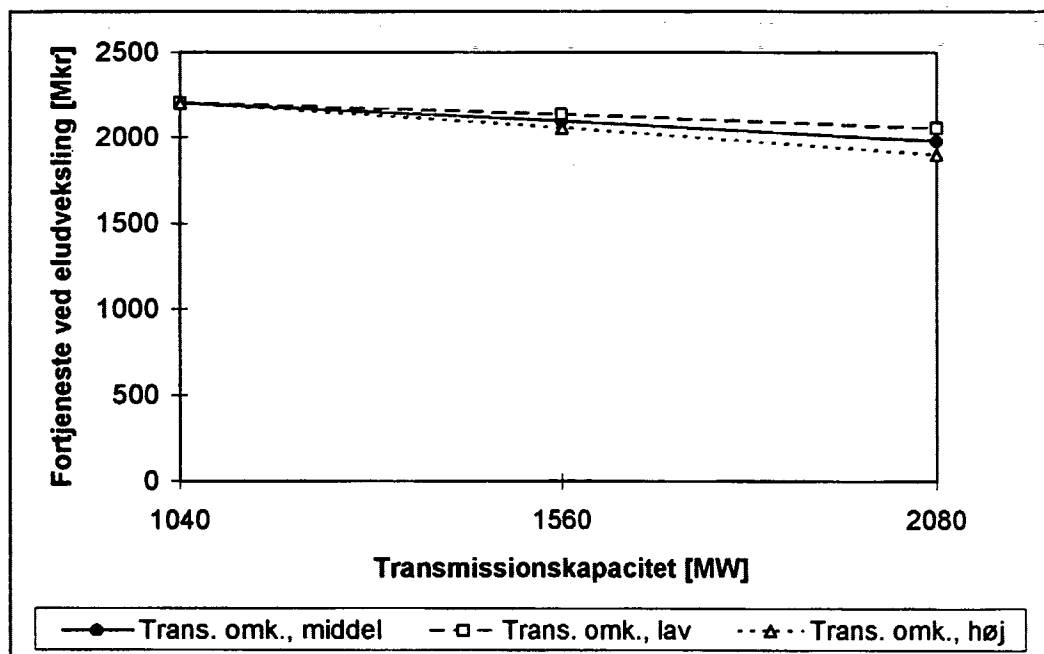
	Pris pr. MW, middel	Pris pr. MW, lav	Pris pr. MW, høj	Drift & Vedligehold pr. MW ¹⁷
V-DK-Norge	3,0 Mkr	2,0 Mkr	4,0 Mkr	5 % af pris pr. MW
Ø-DK-S-Sverige	0,3 Mkr	0,2 Mkr	0,4 Mkr	2 % af pris pr. MW

Tabel 5-3 Forudsatte priser på transmissionskapacitet. Ud fra ovenstående priser udregnes den årlige ydelse ud fra en afskrivningstid på 25 år og en rente på 5 %. Kablet mellem

¹⁷ Udgifterne til drift og vedligehold beregnes som 5 % af etableringsprisen for jævnstrømskabler og 2 % af etableringsprisen for vekselstrømskabler. Disse udgifter lægges oveni etableringsprisen, og den samlede værdi afskrives gennem 25 år.

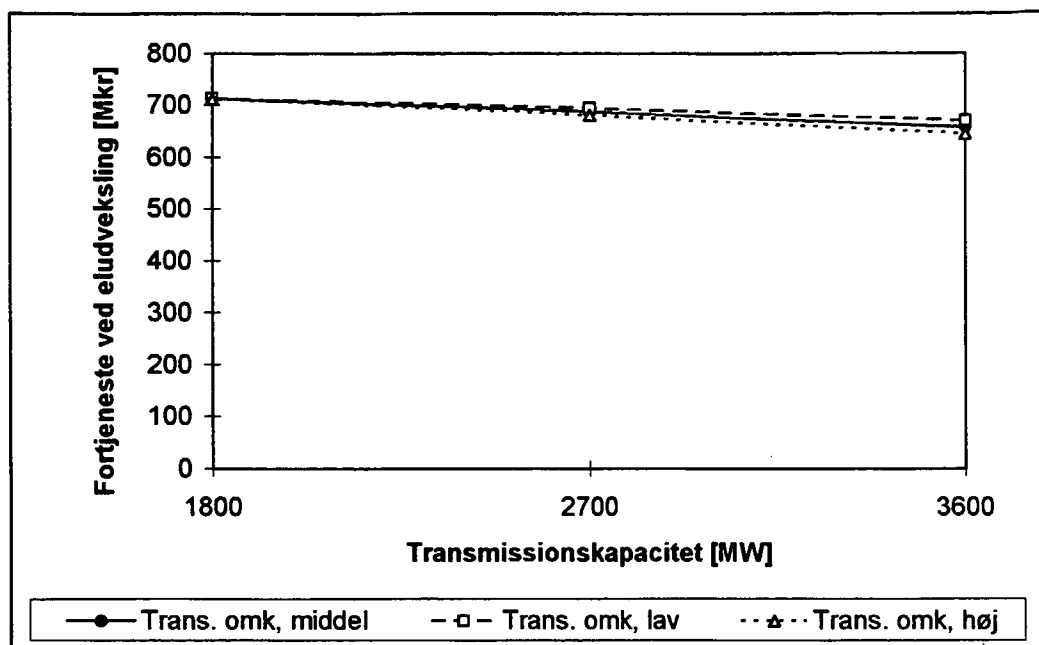
Vestdanmark og Norge er et jævnstrømskabel på ca. 600 MW, og kablet mellem Østdanmark og Sydsverige et vekselstrømskabel på ca. 900 MW.

I Figur 5-2 ses fortjenesten ved eludvekslingen for linien mellem Vestdanmark og Kristiansand. Det ses, at fortjenesten er størst ved den nuværende transmissionskapacitet af linien. Det kan altså ikke betale sig at etablere yderligere kapacitet. Det samme gør sig gældende for forbindelsen mellem Østdanmark og Sydsverige (se Figur 5-3). I begge tilfælde er afhængigheden af transmissionskapaciteten dog beskeden.



Figur 5-2 Fortjenesten ved eludveksling for 3 forskellige transmissionskapaciteter af linien mellem Vestdanmark og Kristiansand.

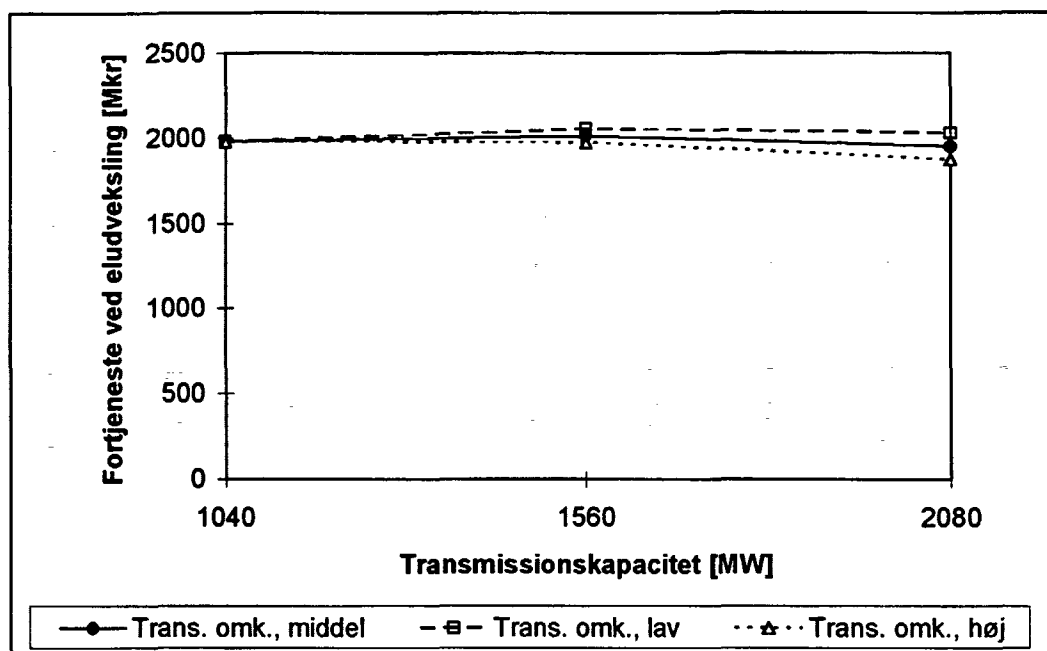
Som nævnt tidligere optræder Tyskland/Belgien/Holland-området i modellen som transitland for krafteksport mellem Vestdanmark og Sydvestnorge. Denne situation er nok ikke særligt realistisk, idet linierne fra Sydvestnorge til Tyskland/Belgien/Holland-området vil blive brugt fuldt ud af disse lande, således at der ikke vil være ledig kapacitet til at eksportere en eventuel overskudsproduktion fra Vestdanmark. Dette vil føre til et øget pres på linien mellem Vestdanmark og Kristiansand. For at undersøge denne situation, har vi lavet simuleringer, hvor forbindelserne mellem Tyskland/Belgien/Holland-området-Vestdanmark og Tyskland/Belgien/Holland-området-Østdanmark er fjernet. I Figur 5-4 ses, at dette fører til, at det kan betale sig at etablere yderligere 600 MW transmissionskapacitet mellem Vestdanmark og Kristiansand, når prisen på at etablere transmissionskapacitet er lav eller middel. Ændringen i fortjenesten på eludvekslingen er dog ret lille i forhold til størrelsen af fortjenesten.



Figur 5-3 Fortjenesten ved eludveksling for 3 forskellige transmissionskapaciteter af linien mellem Østdanmark og Sydsverige.

Resultatet kan dog ikke bruges umiddelbart til at konkludere, at transmissionskapaciteten mellem Vestdanmark og Kristiansand skal øges. Grunden er den måde Tysklands elsektor er medtaget i modellen. For at koncentrere os om eludvekslingen mellem vindkraftsystemet og vandkraftsystemet er eludvekslingen mellem Norden og Tyskland/Belgien/Holland-området begrænset til at Tyskland/Belgien/Holland-området importerer 2400 MW i højlasttimer og stiller op til 2400 MW til rådighed for eksport i lavlasttimer. Tysklands vedvarende energi ressourcer er små i forhold til landets elbehov (Nielsen and Sørensen 1996), så hvis reduktion af CO₂-udslippene har høj politisk prioritet i år 2030, vil Tyskland være interesseret i at importere overskudsproduktionen fra vindkraften i Danmark i de fleste driftstimer i året. Dette vil føre til at linien mellem Vestdanmark og Kristiansand aflastes.

Opsummerende kan siges, at simuleringerne tyder på, at det ikke i Energi 21 planscenariet kan betale sig at udvide transmissionskapaciteten mellem vindkraftsystemet og vandkraftsystemet.



Figur 5-4 Fortjenesten ved eludveksling for 3 forskellige transmissionskapaciteter af linien mellem Vestdanmark og Kristiansand, når forbindelserne mellem Tyskland/Belgien/Holland-området-Vestdanmark og Tyskland/Belgien/Holland-området-Østdanmark er fjernet.

5.1.4 Driftsforhold i elsystemet

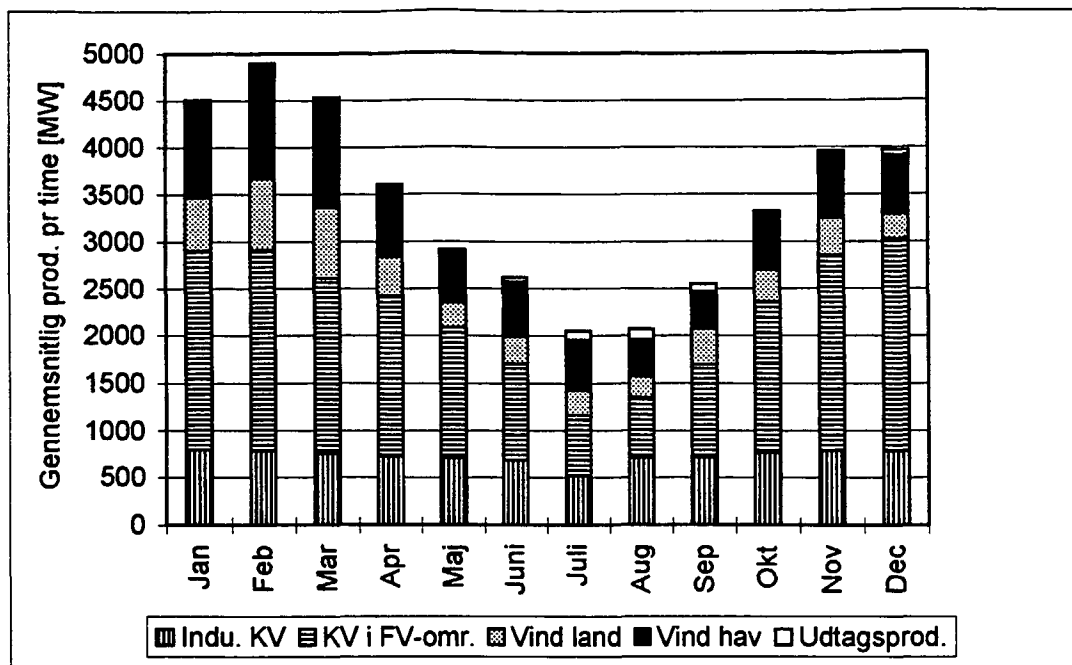
5.1.4.1 Produktion og forbrug i Vest- og Østdanmark

I Figur 5-5 og Figur 5-6 ses, at produktionen i Vest- og Østdanmark er stor i månederne januar, februar og marts, mens den er lav om sommeren især i juli og august. Dette passer godt med fordelingen gennem året af vandtilstrømningen til vandkraftsystemet i Sverige og Norge (se Figur 4-3), og elforbruget i Norge og Sverige. Vandtilstrømningen er lille om vinteren og dermed også den uregulerbare vandkraftproduktion, mens elforbruget er højt. Derfor er der plads i Norge og Sverige til at indpasse en stor kraftimport fra Danmark.

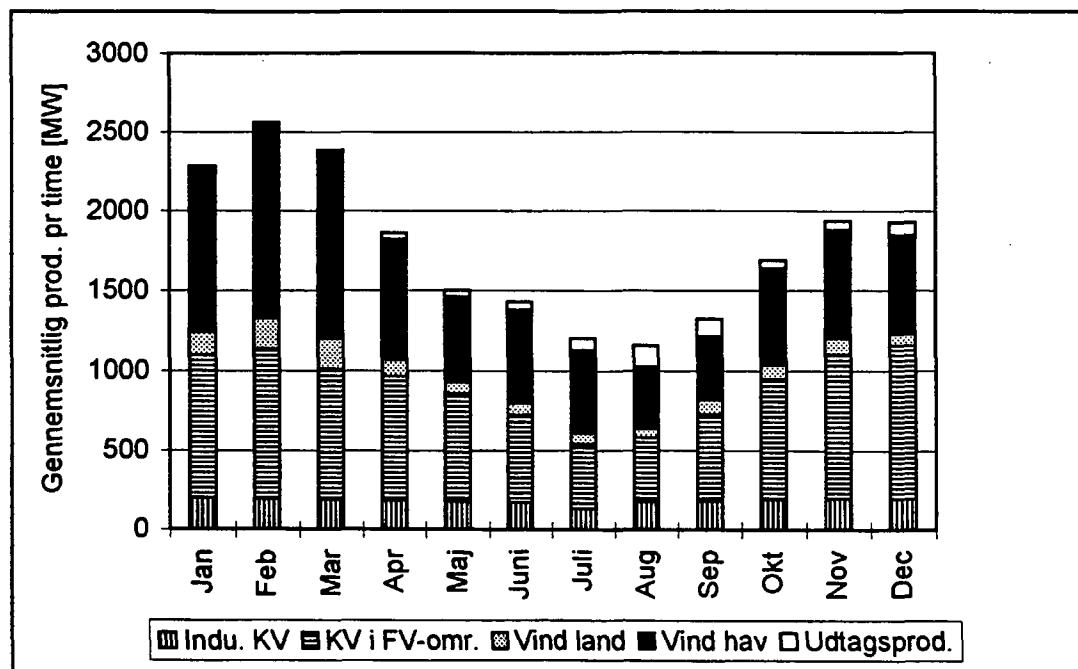
5.1.4.2 Produktion i Norge og Sverige

I Figur 5-7 er angivet varighedskurver for den regulerbare kraftproduktion i Sverige og Sydnorge. I Sydvest- og Sydøstnorge er vandkraftproduktionen maksimal i mindre end 5 % af årets timer. Det er dermed ret sjældent, at den installerede effekt i vandkraftsystemet i Sydnorge udnyttes fuldt ud, og derfor er der ikke noget behov for effektudvidelser i systemet. Eludvekslingen mellem vandkraftsystemet i Sydnorge og vindkraftsystemet nødvendiggør altså ikke investeringer i yderligere effekt i vandkraftsystemet. Dette skyldes, som det ses på Figur 5-11, at Vestdanmarks og Østdanmarks køb på elbørsen det meste af tiden er under 500 MW, og dermed kun udgør et par procent af den tilgængelige effekt af vandkraften i Sydnorge.

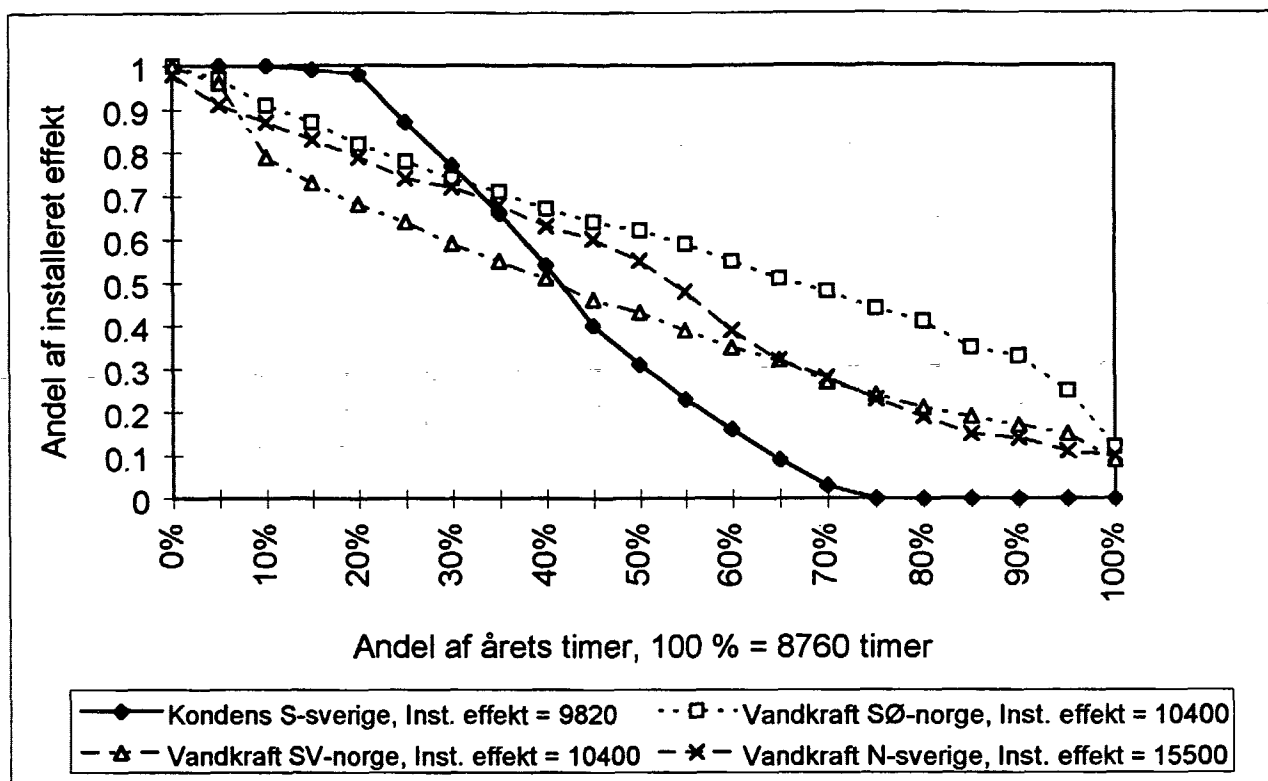
Vandkraftproduktionen i Nordsverige er aldrig maksimal, hvilket skyldes transmissionsbegrænsninger mellem Nord- og Sydsverige.



Figur 5-5 Månedsfordelingen af produktionen i Vestdanmark.



Figur 5-6 Månedsfordelingen af produktionen i Østdanmark.



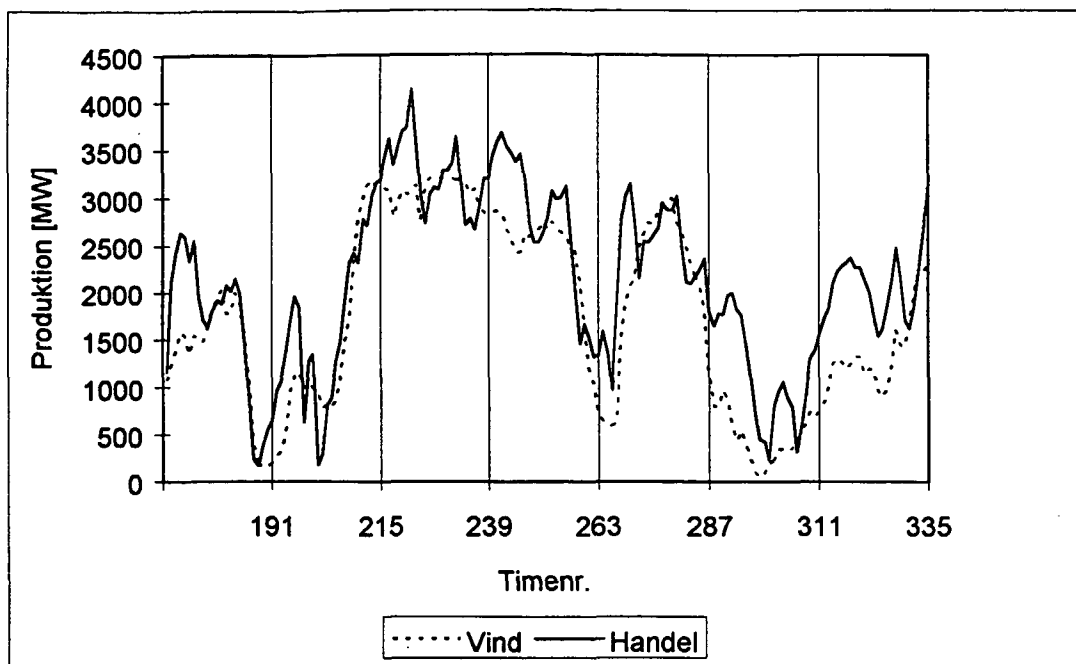
Figur 5-7 Varighedskurver over kondenskraftproduktionen i Sydsverige og vandkraftproduktionen i henholdsvis Sydøstnorge, Sydvestnorge og Nordsverige. Den installerede effekt er angivet i MW.

Kondenskraftproduktionen i Sydsverige udnyttes maksimalt eller næsten maksimalt i ca. 20 % af årets timer og er slukket i ca. 25 % af årets timer. Dette tyder på, at kondenskraftproduktionen varierer meget i løbet af året, hvilket stemmer overens med at som følge af prioriteringen af kondenskraften i modellen, fungerer den som spidslast i elsystemet. Brugstiden af kondenskraften på 3700 timer om året er ret lille, hvilket skyldes, at hovedparten af overskudsproduktionen i Danmark bruges til at nedsætte produktionen på kondensværkerne i Sydsverige enten direkte ved import af kraft til Sydsverige eller indirekte ved at frigøre vandkraftproduktion i Sydnorge, som kan erstatte kondenskraftproduktionen. Det ses, at selvom den gennemsnitlige produktion på kondenskraftværkerne nedsættes som følge af overskudsproduktionen fra Danmark, er det ikke muligt at mindske den installerede effekt af kondenskraftværkerne.

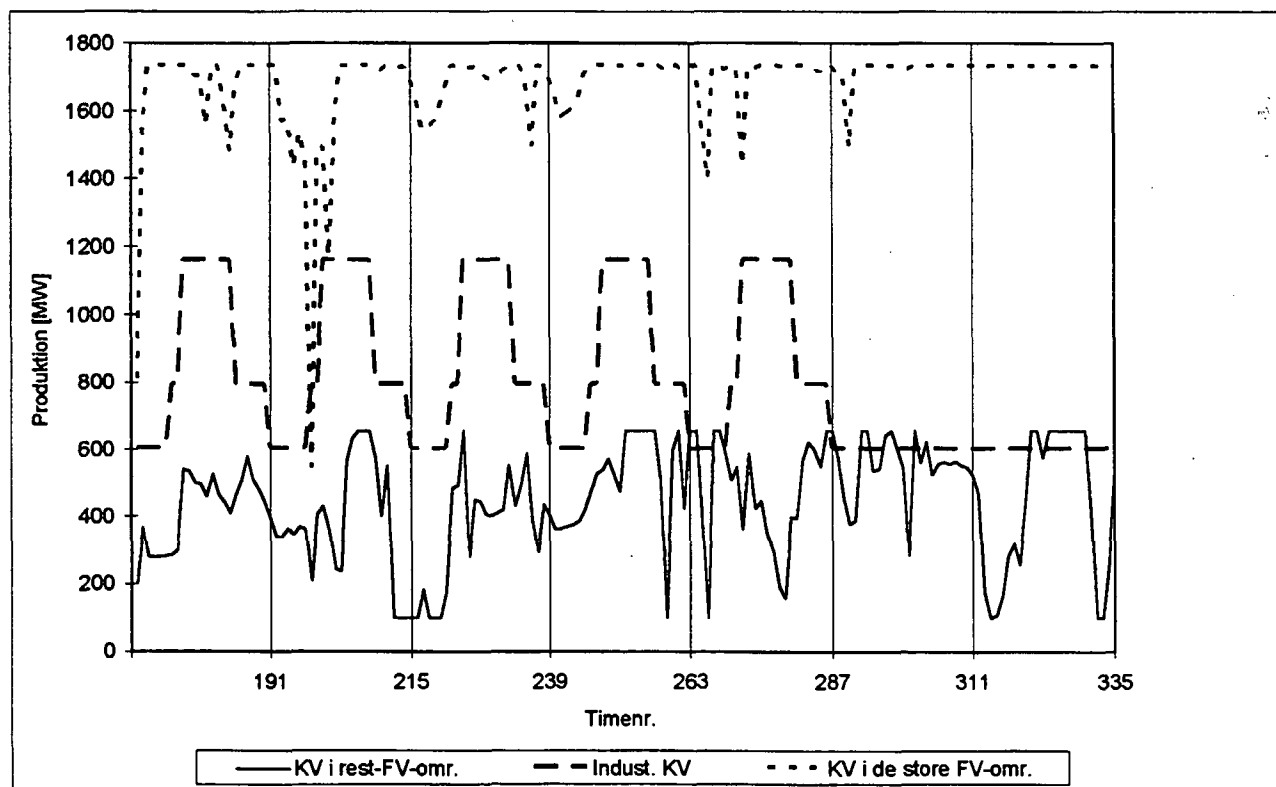
5.1.4.3 Produktion og handel i uge 2

For at undersøge driftsforholdene i elsystemet nærmere har vi foretaget en simulering, hvor produktion og handel pr. time i uge 2 er registreret.

I Figur 5-8 ses, at handlen med kraft på elbørsen dvs. overskudsproduktionen i Vestdanmark i uge 2 i januar måned stort set udgøres af vindkraftproduktionen. Det betyder, at elforbruget i Vestdanmark dækkes af produktionen fra kraftvarmeverker i industrien og i fjernvarmeområderne. Lørdag og søndag er handlen med kraft større end vindkraftproduktionen, fordi elforbruget falder i weekenden i forhold til hverdagene, mens varmemeforbruget i fjernvarmeområderne og den hermed forbundne kraftvarmeproduktion er mere konstant. Det bemærkes, at handlen på elbørsen varierer mere fra time til time end vindkraftproduktionen, hvilket skyldes variationer i fjernvarmeforbruget og den dertil hørende kraftvarmeproduktion og variationer i elforbruget.



Figur 5-8 Vindkraftproduktion og krafthandlen på elbørsen pr. time i den 2. uge i januar måned i Vestdanmark.



Figur 5-9 Kraftvarmeproduktionen i restfjernvarmeområdet, i industrien og i de store fjernvarmeområder pr. time i uge 2 i januar måned i Vestdanmark. Kraftvarmeproduktionen i de store fjernvarmeområder er fratrukket elforbruget af de geotermiske værker og varmepumperne.

Figur 5-9 viser, at fjernvarmebehovet i de store fjernvarmeområder i Vestdanmark i uge 2 i januar måned er så stort, at kraftvarmeværkerne producerer maksimalt det meste af tiden. Pga. det store fjernvarmebehov er der ikke kapacitet til at fylde varmelagerne, som derfor er tomme fra timenr. 202 og resten af ugen. Dermed er værkerne ikke særligt regulerbare i denne periode, idet de ikke kan nedregulere ved at tømme varmelagerne. Den industrielle kraftvarme producerer efter en fast fordeling som forudsat i modellen. Kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet i Vestdanmark kan derimod regulere ved at fylde eller trække på varmelagerne. Reguleringen sker for at forminske fejlhandlen på elbørsen. På figuren ses reguleringen som pludselige ændringer i produktionen, dvs. som et brat fald eller en brat stigning på kurven, f.eks. timenr. 257-261, dvs. Torsdag kl 16.00-21.00, ændrer produktionen sig fra maksimal produktion, 650 MW, i time 257 til minimal produktion, 100 MW, i time 259 og tilbage til maksimal produktion i time 261. Altså skal alle kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet, på nær de affaldsfyrede og biogasfyrede værker, være i stand til at nedregulere produktionen fra maksimal til nul i løbet af en time, hvorefter de skal stå stand by i en time mens der trækkes på varmelageret, og derefter opregulere til maksimal produktion igen i løbet af en time.

I andre perioder regulerer kraftvarmeværkerne i de store fjernvarmeområder i Vestdanmark på samme måde som i ovenstående eksempel, hvilket tillige gælder for kraftvarmeværkerne i restfjernvarmeområdet og i de store fjernvarmeområder i Østdanmark. Alle disse værker, igen undtaget de affalds- og biomassefyrede kraftvarmeværker, skal dermed også have gode reguleringsgenskaber.

Der er formodentlig ekstra omkostninger forbundet med denne driftsform i forhold til driftsformen, hvis kraftvarmeværkerne ikke blev brugt til at mindske fejlhandlen på elbørsen. Disse omkostninger er ikke blevet vurderet i projektet.

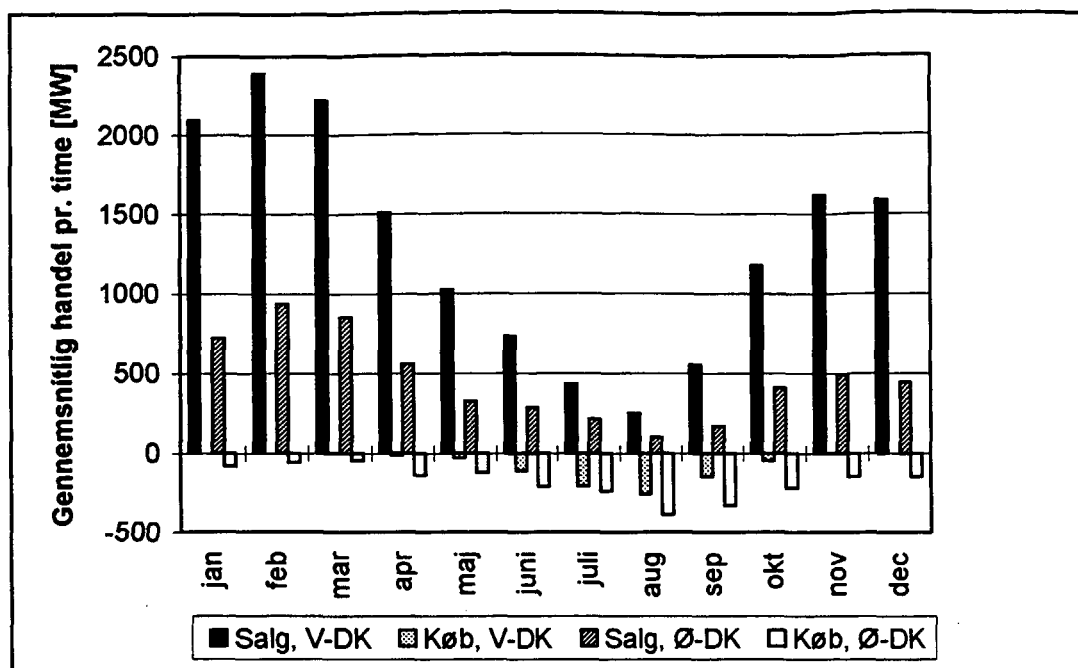
5.1.5 Økonomiske resultater

5.1.5.1 Handel på elbørsen

Figur 5-10 viser ikke overraskende, at salget på elbørsen fra Vest- og Østdanmark fordeler sig på årets måneder på samme måde som produktionen i Vest- og Østdanmark (se Figur 5-5 og Figur 5-6). Salget fra Vestdanmark er alt efter måneden mellem 2 og 3,5 gange større end salget fra Østdanmark. Køb på elbørsen til at dække kraftunderskud i Vestdanmark sker hovedsageligt i sommermånederne fra juni til og med september, idet vind- og kraftvarmeproduktionen er lav i disse måneder. Købet i Østdanmark fordeler sig på alle årets måneder, men med størst køb i sommermånederne.

Ud fra Tabel 5-4 ses, at det samlede køb i Vestdanmark er 0,6 TWh, hvilket kun er 5 % af det samlede salg. Kraftunderskuddet i Østdanmark er noget større, idet det samlede køb i Østdanmark er 1,6 TWh svarende til ca. 40 % af det samlede salg. Idet der i Vestdanmark som nævnt hovedsageligt bliver købt strøm i sommermånederne, hvor de forudsatte elbørspriser er mindre end om vinteren, er den gennemsnitlige købspris pr. MWh mindre end den gennemsnitlige salgspris.

Varighedskurverne over handlen i Figur 5-11 viser, at det maksimale salg i en driftstime fra Vestdanmark er 3690 MW og ca. 10 % af tiden sælges der over 3000 MW, mens der i 15 % af årets timer ikke sælges. Det maksimale salg fra Østdanmark er 2250 MW og der er intet salg i 45 % af årets timer. Det største køb på elbørsen i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark er 2000 MW og 1500 MW.



Figur 5-10 Månedsfordelingen af den gennemsnitlige handel pr. time i Vest- og Østdanmark.

	Salg	Salgspris	Køb	Købspris
Vestdanmark	11, 7 TWh	211 kr/MWh	0,6 TWh	180 kr/MWh
Østdanmark	4,5 TWh	206 kr/MWh	1,6 TWh	205 kr/MWh

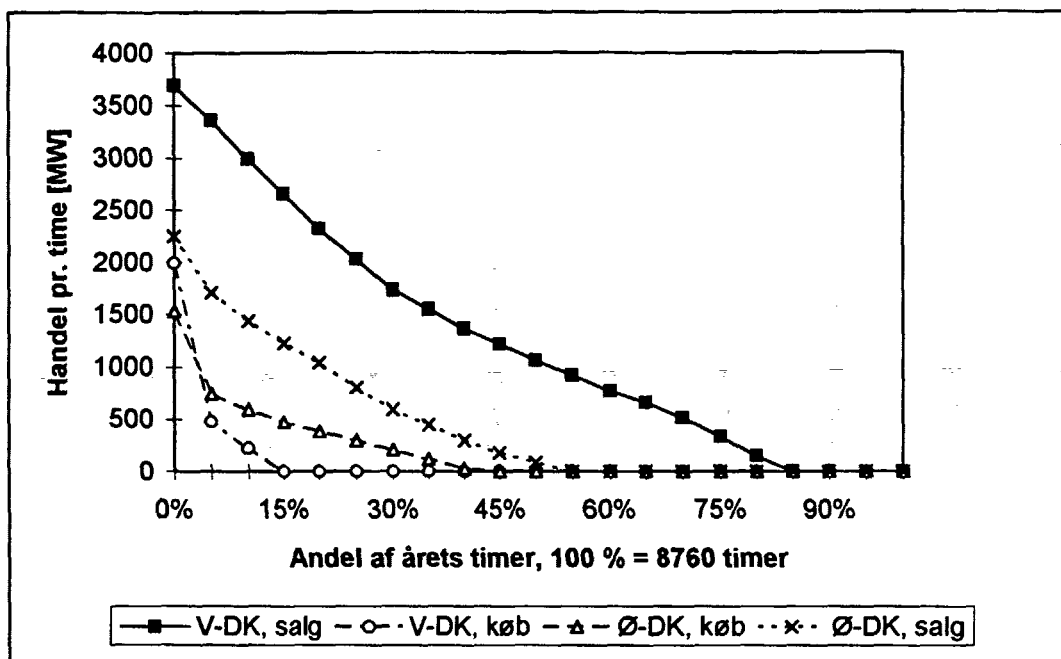
Tabel 5-4 Den årlige elbørshandel fra Vest- og Østdanmark med de gennemsnitlige salgs- og købspriser.

Udover hvor meget der handles på elbørsen fra Vest- og Østdanmark er det også interessant at undersøge, hvor meget handlen ændrer sig fra den ene driftstime til den næste, idet dette har betydning for, hvor fleksible de andre handlende på elbørsen skal være. I Figur 5-12 ses, at ændringen i handlen fra Vestdanmark er større end 500 MW i 15 % af årets timer og mindre end 150 MW i 60 % af årets timer. Handlen fra Østdanmark varierer mindre, hvilket skyldes at der er mindre vindkraft installeret i Østdanmark end i Vestdanmark. I 65 % af tiden er ændringen i handlen fra Østdanmark mindre end 120 MW.

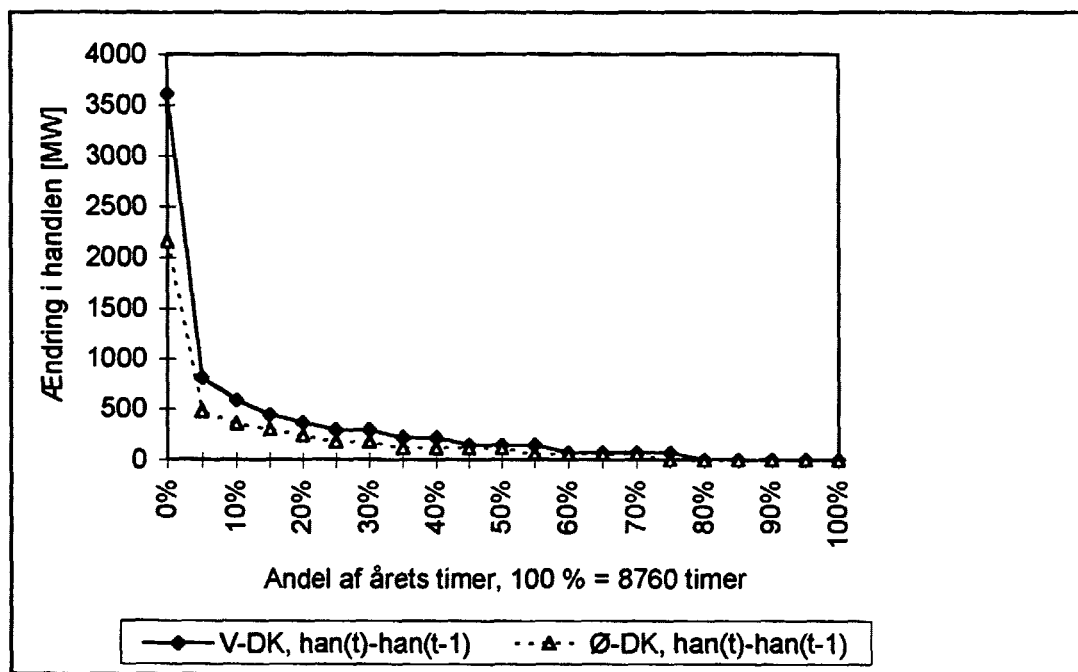
I hovedparten af driftstimerne i året er ændringen i handlen fra time til time fra Vest- og Østdanmark altså så lille, at det må vurderes ikke at medføre problemer for de resterende aktører på elbørsen.

5.1.5.2 Fejl i handlen

På Figur 5-13 ses månedsfordelingen af den gennemsnitlige fejlhandel pr. time i Vest- og Østdanmark. Forholdet mellem den samlede fejl pr. måned i Østdanmark og handlen pr. måned fra Østdanmark er i gennemsnit ca. 0,30 mens det samme forhold for Vestdanmark er ca. 0,20. Grunden til at fejlhandlen relativt set er større i Østdanmark end i Vestdanmark er, at i Østdanmark udgør den kun delvist forudsigelige vindkraftproduktion en større andel af den samlede produktion.



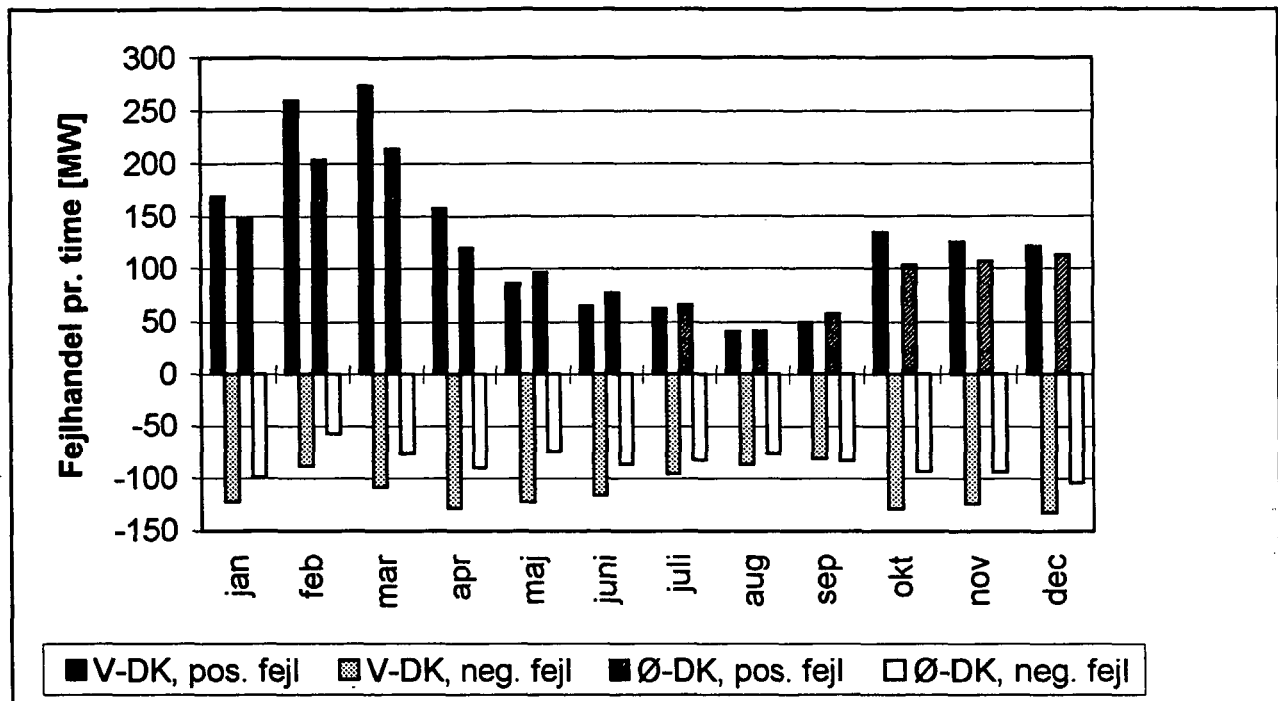
Figur 5-11 Varighedskurver over handel på elbørsen fra Vest- og Østdanmark.



Figur 5-12 Varighedskurver over ændringen i handlen på elbørsen fra time til time. $han(t)$ = handel på elbørsen i driftstimen t .

Sammenlignes med Figur 5-5 ses det, at den positive fejl varierer gennem året på samme måde som den samlede produktion. Den negative fejl derimod er mere konstant i løbet af året. Endvidere er den negative fejl mindre end den positive fejl i vintermånederne fra januar til og med marts og omvendt er den negative fejl større end den positive fejl i sommermånederne fra juni til og med september.

Ovenstående forhold skyldes to ting. For det første er den største kilde til fejlhandel forudsigelsen af vindkraftproduktionen. For det andet er varmebehovet stort om vinteren, hvilket medfører at varmelagerne til kraftvarmeværkerne ofte er tømt, og i denne situation kan kraftvarmeværkerne kun opregulere. Om sommeren er varmelagerne ofte fyldte eller næsten fyldte, således at kraftvarmeværkerne har større evne til at nedregulere end til at opregulere produktionen. Altså er det om vinteren muligt at reducere den negative fejl mere end den positive fejl, mens der om sommeren gælder det modsatte, nemlig at den positive fejl kan reduceres mere end den negative fejl.



Figur 5-13 Den månedlige fordeling af den gennemsnitlige fejlhandel pr. time. Fejlen er defineret som handlen i driftstimen minus den forudsagte handel. En positiv fejl betyder, at salget i driftstimen er større end det forudsagte salg, eller at købet i driftstimen er mindre end det forudsagte køb, dvs. en positiv fejl angiver at produktionen i Vest- eller Østdanmark i driftstimen blev større end forudsagt. En negativ fejl betyder det modsatte.

Fejlhandlen vil være størst om vinteren, idet vindkraftproduktionen er størst om vinteren, men den negative fejl reduceres ved at fylde på varmelageret og dermed øge kraftvarmeproduktionen. Om sommeren derimod er fejlen mindre pga. den ringe vindkraftproduktion, og den positive fejl bliver yderligere reduceret ved at mindske kraftvarmeproduktionen gennem træk på varmelageret.

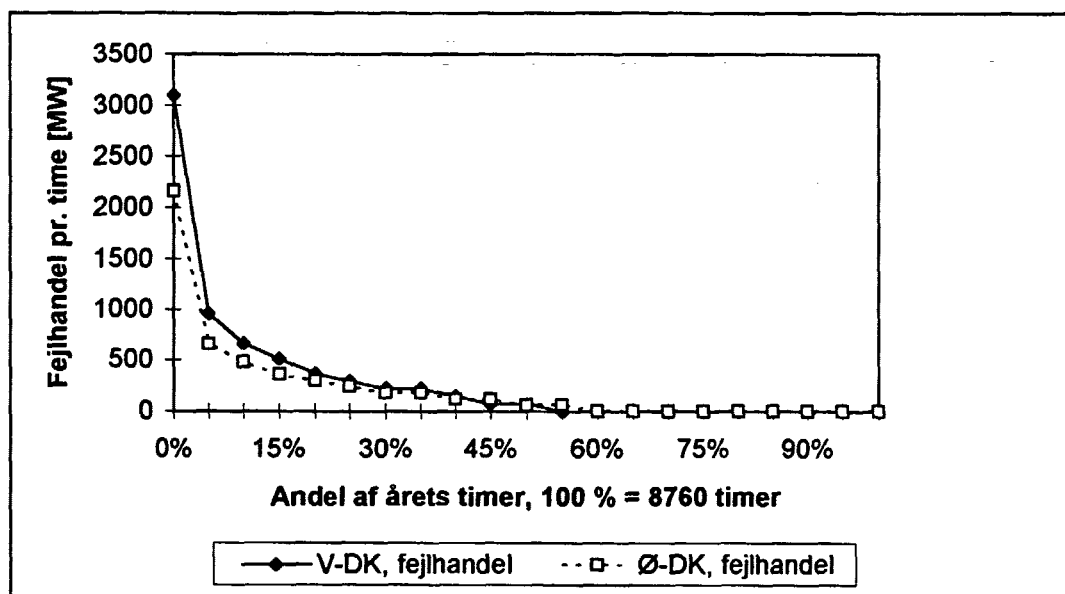
	Årlig fejlhandel	Omk. ved fejlhandel	Fejlhandel ved brug af udtagsprod.	Omk. ved fejlhandel ved brug af udtagsprod.
Vestdanmark	2,1 TWh	95 kr/MWh	1,5 TWh	101 kr/MWh
Østdanmark	1,7 TWh	68 kr/MWh	1,3 TWh	73 kr/MWh

Tabel 5-5 Den årlige fejlhandel og omkostningerne forbundet hermed med og uden brug af udtagsproduktion i Vest- og Østdanmark til at reducere fejlhandlen.

Den gennemsnitlige fejl afbildet i Figur 5-13 er ret lille, men dette dækker, som det ses af varighedskurverne i Figur 5-14, over et stort antal timer så og sige uden fejlhandel og et lille antal timer med

en fejlhandel på mellem 500 og 3100 MW for Vestdanmarks vedkommende og mellem 500 og 2200 MW for Østdanmarks vedkommende.

Omkostningerne pr. fejlhandlet MWh stiger indtil en vis grænse jo større fejlhandlen i den enkelte driftstime er (se Figur 3-2, *prisen på opregulering svarer til omkostningerne ved en negativ fejl og prisen på nedregulering svarer til omkostningerne ved en positiv fejl*). Derfor medfører en fordeling af fejlhandlen som det ses på Figur 5-14 ret høje omkostninger pr. fejlhandlet MWh (se Tabel 5-5). Omkostningen pr. fejlhandlet MWh er 40 % dyrere i Vestdanmark end i Østdanmark, hvilket skyldes at fejlhandlen i den enkelte driftstime er større i Vestdanmark end i Østdanmark.



Figur 5-14 Varighedskurver over fejlhandlen i Vest- og Østdanmark.

Den årlige fejlhandel i Vest- og Østdanmark udgør henholdsvis 18 % og 31 % af den samlede handel i hvert område. Hvis den tilgængelige udtagsproduktion i Vest- og Østdanmark bruges til at reducere den negative fejl mindskes fejlhandlen i Vestdanmark og Østdanmark med ca. 25 % i hvert område.

5.1.5.3 Omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen gennem handel på elbørsen

Omkostningerne består af udgifterne til fejlhandelen på elbørsen og tabet ved at noget af overskudsproduktionen ikke bliver solgt på børsen. I Tabel 5-6 ses, at disse omkostninger kun beløber sig til henholdsvis 26 og 20 kr pr. MWh vindkraftproduktion for Vest- og Østdanmark.

	Omk. ved fejlhandel	Tab ved ikke solgt el	Samlede omkostninger pr. MWh vindkraftprod.
Vestdanmark	199 Mkr	52 Mkr	26 kr/MWh
Østdanmark	118 Mkr	25 Mkr	20 kr/MWh
Samlet	316 Mkr	77 Mkr	23 kr /MWh

Tabel 5-6 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen. Tabet ved ikke solgt el beregnes som værdien af den ikke solgte el på elbørsen minus værdien af den ikke solgte el på et spotmarked for tilfældig kraft (50 kr/MWh). Den samlede vindkraftproduktion er 16,9 TWh.

Herudover er der udgifterne til at dække underskudssituationer i Vest- og Østdanmark gennem køb på elbørsen. Som bemærket tidligere er den gennemsnitlige købspris aktørerne i Vestdanmark opnår på elbørsen lavere end den gennemsnitlige salgspris, mens de købs- og salgspriser aktørerne i Østdanmark opnår på elbørsen er lige store. Derfor er handel på elbørsen formodentlig den billigste måde at dække elmangelsituationer i Vest- og Østdanmark, sammenlignet med at etablere spidslastværker eller energilagere i Danmark.

5.1.6 Nutidens mølletype

I Energi21 planscenariet er det forudsat, at vindmøllerne udvikler sig teknologisk (se afsnit 3.3.1.2.1). For at undersøge hvilken betydning dette har for eludvekslingen mellem vindkraft- og vandkraftsystemet, er der foretaget en simulering af Energi21 planscenariet, hvor nutidens mølletype benyttes i form af en effektkurve fra vindmøllen Nordex 52.

Den afgørende forskel mellem fremtidens og nutidens mølletype er, at fremtidens møller opnår deres maksimale produktion ved en lavere vindhastighed og de udnytter vinden bedre ved lave vindhastigheder i forhold til nutidens vindmøller. Det første medfører, at vindkraftforudsigelsen er bedre for fremtidens møller, idet DMI/RISØ-modellen forudsiger vindkraftproduktionen mere præcist ved de vindhastigheder, hvor effektkurven er flad, end ved de lavere vindhastigheder. Det andet medfører, at den installerede kapacitet, der kræves for at opnå den årsproduktion fra vindmøllerne forudsat i scenariet, er lavere for fremtidens møller end for nutidens.

	Årlig fejlhandel	Omk. ved fejlhandel	Ikke solgt el
Vestdanmark	2,4 TWh	101 kr/MWh	0,4 TWh
Østdanmark	2,1 TWh	76 kr/MWh	0,2 TWh

Tabel 5-7 Den årlige fejlhandel og mængden af ikke solgt el når vindmølleproduktionen sker på nutidens mølletype.

Sammenlignes Tabel 5-7 og Tabel 5-5 ses det, at den årlige fejlhandel øges med henholdsvis 16 % og 24 % i Vest- og Østdanmark, når nutidens mølletype benyttes. Dette skyldes den ringere forudsigelse af vindkraftproduktionen. Også mængden af ikke solgt el forøges med henholdsvis 17 % og 8 % i Vest- og Østdanmark, hvilket skyldes den højere installerede kapacitet af vindmøllerne, som forøger den maksimale produktion i enkelte driftstimer med høj vindhastighed. Disse to forhold resulterer i, at de samlede omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen stiger med ca. 30 % i hvert af områderne (sammenlign Tabel 5-8 og Tabel 5-6).

	Omk. ved fejlhandel	Tab ved ikke solgt el	Samlede omkostninger pr. MWh vindkraftprod.
Vestdanmark	242 Mkr	61 Mkr	31 kr/MWh
Østdanmark	160 Mkr	27 Mkr	26 kr/MWh

Tabel 5-8 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen, når nutidens mølletype benyttes i simuleringen.

5.1.7 Andre vindkraftforudsigelsesmodeller og kontinuerlig handel på elbørsen.

Udover DMI/RISØ-modellen er den lineære forudsigelsesmetode blevet benyttet til forudsigelse af vindkraftproduktionen i simuleringerne af Energi 21 planscenariet. Dette er sket for to forudsigel-

seshorisonter, 36 timer og 3 timer, svarende til at handlen på elbørsen sker som idag og at elbørsen er gået over til kontinuerlig, elektronisk handel.

Simuleringerne viser, at det for begge forudsigelseshorisonter ikke kan betale sig at forøge transmissionskapaciteten mellem Vestdanmark-Kristiansand og Østdanmark-Sydsverige.

I Tabel 5-9 ses fejlhandlen i simuleringerne med den lineære forudsigelsesmetode. For 36 timers forudsigelsen ses ved sammenligning med Tabel 5-5, at benyttelse af den dårligere forudsigelsesmetode relativt til DMI/RISØ-modellen har medført, at både den årlige fejlhandel og de gennemsnitlige omkostninger pr. fejlhandlet MWh er steget væsentligt. Stigningen i de samlede omkostninger ved fejlhandel i Vest- og Østdanmark er således henholdsvis 330 % og 370 %. Forudsigelsesfejlen ved den lineære forudsigelsesmetode med en 36 timers forudsigelseshorizont er 1,9 gange større end DMI/RISØ-modellens forudsigelsesfejl (se Tabel 4-3). Grunden til at de samlede omkostninger ved fejlhandelen stiger mere end med denne faktor skyldes som tidligere nævnt især, at omkostningerne pr. fejlhandlet MWh stiger jo større fejlhandel der forekommer i den enkelte driftstime, men den samlede fejlhandel vokser også med mere end en faktor 1,9.

Forudsigelsesfejlen ved 3 timers forudsigelsen med den lineære forudsigelsesmetode er kun en smule mindre end forudsigelsesfejlen ved 36 timers forudsigelsen med DMI/RISØ-modellen (se Tabel 4-3). Derfor er den årlige fejlhandel og de gennemsnitlige omkostninger pr. fejlhandlet MWh også stort set ens i simuleringerne med disse to forudsigelsesmodeller.

Hvor stor fordel for vindkraftsystemet det er at indføre kortere tidsfrister for handlen på elbørsen, afhænger altså af hvilken vindkraftforudsigelsesmodeller, som er til rådighed. Hvis den kortere tidsfrist ikke medfører en reduktion i forudsigelsesfejlen ved den benyttede vindkraftforudsigelsesmetode, vil fordelene ved at reducere tidsfristen være lille for vindkraftsystemet. Dog vil forudsigelsen af det hjemlige el- og varmekonsum blive mere nøjagtig med den kortere tidsfrist, men da vindkraftforudsigelsen står for hovedparten af fejlforudsigelserne, vil dette kun have en lille effekt.

Lineær forudsigelses - metode	Årlig fejlhandel	Omk. ved fejlhandel	Fejlhandel ved brug af udtagsprod.	Omk. ved fejlhandel ved brug af udtagsprod.
36 timers forudsigelse:				
Vestdanmark	4,8 TWh	137 kr/MWh	3,7 TWh	132 kr/MWh
Østdanmark	4,1 TWh	105 kr/MWh	3,3 TWh	108 kr/MWh
3 timers forudsigelse:				
Vestdanmark	1,9 TWh	94 kr/MWh	1,3 TWh	101 kr/MWh
Østdanmark	1,7 TWh	73 kr/MWh	1,2 TWh	77 kr/MWh

Tabel 5-9 Fejlhandlen og omkostningerne forbundet hermed, når den lineære forudsigelsesmetode benyttes til at forudsige vindkraftproduktionen. I simuleringen med 36 timers forudsigelsen fungerer elbørsen som idag, mens 3 timers forudsigelsen benyttes i simuleringen med kontinuerlig elektronisk handel på elbørsen.

5.1.8 Kombination af gode og dårlige vind- og vandår

Både vandtilstrømningen til vandkraftsystemet og vindkraftproduktionen varierer fra år til år. I forhold til middellårstilstrømningen kan vandtilstrømningen variere med op til ca. $\pm 20\%$. Det samme gælder for vindkraftproduktionen. Variationen i vandtilstrømningen i henholdsvis og Norge og Sve-

rige er stærkt korrelerede, mens der ikke er nogen korrelation mellem variationen i vandtilstrømningen i Norge og Sverige og variationen i vindkraftproduktionen i Danmark (Sørensen 1981).

For at undersøge hvor følsomt det samlede elsystem i Energi 21 planscenariet er overfor disse udsving i vindkraftproduktionen og vandtilstrømningen, er der lavet to simuleringer med henholdsvis en ekstremt høj vindkraftproduktion i Vest- og Østdanmark samtidig med en ekstremt høj vandtilstrømning til magasiner og turbiner i Norge og Sverige, der begge ligger 20 % over middelværdien, og en ekstremt lav vindkraftproduktion og vandtilstrømning som ligger 20 % under middelværdierne. De 20 % svarer til at den samlede vandtilstrømning i Norge og Sverige sænkes eller hæves med 39,3 TWh og den samlede vindkraftproduktion i Vest- og Østdanmark ændres med $\pm 3,4$ TWh, dvs. ændringen i vindkraftproduktionen udgør kun 9 % af ændringen i vandtilstrømningen.

Disse to simuleringer svarer til worst case-situationer, idet udsvingene i vindkraftproduktionen og vandtilstrømningen for det meste er mindre end 20 % og som nævnt ikke korrelerede.

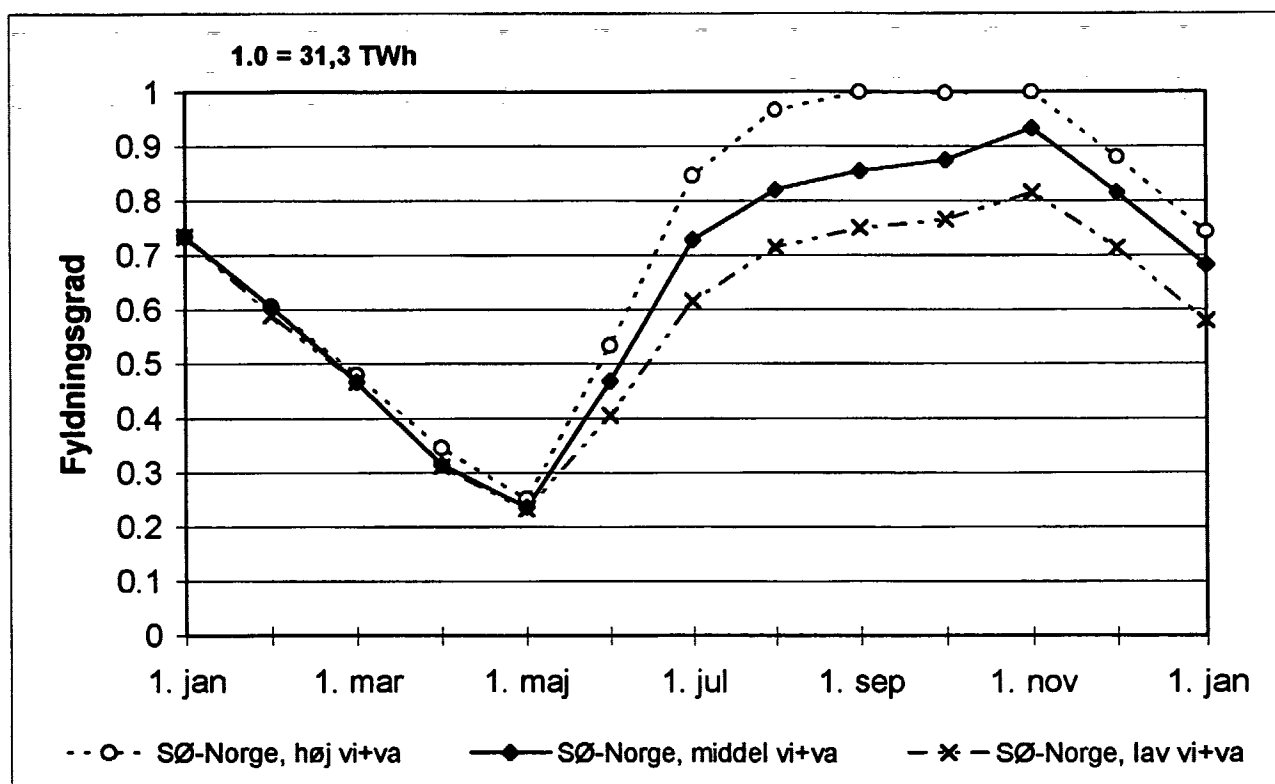
	KV	Udtag/ Kondens	Vind	Vand	Overskuds- prod.	Ænd.i vandmag.	Ikke afsat el
Lav vi+va:							
V-DK	20,0	1,6	7,8		10,7		0,1
Ø-DK	8,0	1,1	5,6		2,1		0,1
SV-Norge		3,7		37,2	8,7	-4,0	0,0
SØ-Norge				48,0	-19,2	-4,8	0,0
N-Norge				32,4	-3,2	-5,5	0,0
S-Sverige	45,0	60,0	5,0		-22,8		0,0
N-Sverige				58,6	25,4	-5,0	0,0
Tys/Bel/Hol					0,9		
Ialt	73,0	66,4	18,4	176,2	2,6	-19,3	0,2
Høj vi+va:							
V-DK	20,0	0,2	11,7		13,2		1,2
Ø-DK	8,0	0,3	8,5		4,3		0,3
SV-Norge		0,0		48,9	16,7	1,0	2,9
SØ-Norge				64,5	-2,7	0,3	7,0
N-Norge				40,4	4,8	0,0	2,2
S-Sverige	45,0	23,9	5,0		-58,9		
N-Sverige				81,4	48,2	-1,2	2,9
Tys/Bel/Hol					-5,6		
Ialt	73,0	24,4	25,2	235,2	20,0	-0,1	16,5

Tabel 5-10 Forskellen i vandmagasinernes fyldningsgrad ved årets begyndelse og årets slutning plus den årlige produktion i de enkelte områder, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er lav, dvs. 80 % af middelværdierne, og høj, 120 % af middelværdierne. Alle værdier i TWh.

I simuleringen med lav vind- og vandkraftproduktion opstår der ikke elmangel i de enkelte områder. Den mindskede vandtilstrømning og vindkraftproduktion erstattes med øget produktion på kondens- og udtagsværker og ved træk på vandmagasinerne. Fyldningsgraden i vandmagasinerne er 19,3 TWh mindre ved årets slutning i forhold til årets start (se Figur 5-15). Trækket på vandkraftmagasinerne kan kun foregå et enkelt år inden magasinstanden bliver lavere end tilladeligt, men som det sker i dag tillades lavere vandstand i magasinerne i håb om en bedre vandtilstrømning det følgende år. Ved

sammenligning med Tabel 5-1 og Tabel 5-2 ses, at kondens- og udtagsproduktionen øges med 27,2 TWh i forhold til simuleringen med middellårsværdierne af vandtilstrømning og vindkraftproduktion. Heraf står kondenskraften i Sydsverige for de 22,7 TWh. Ændringen i produktionen betyder, at Sverige har en lille årlig overskudsproduktion af kraft, mens Norge samlet set udgør et underskudsområde, der importerer kraft fra Sverige, Danmark og Tyskland/Belgien/Holland-området.

Eksporten fra Tyskland/Belgien/Holland-området stiger med 1,5 TWh til 9,9 TWh, hvilket betyder at der eksporteres maksimalt fra Tyskland i næsten alle lavlasttimer.



Figur 5-15 Fyldningsgraden i vandmagasinerne i Sydøstnorge for lav, middel og høj vindkraftproduktion og vandtilstrømning.

I simuleringen med den høje vind- og vandkraftproduktion medfører den øgede produktion, at vandmagasinerne i enkelte måneder bliver helt fyldt (se Figur 5-15), og noget af vandkraftproduktionen kan ikke afsættes. I alt 16,5 TWh af den samlede vind- og vandkraftproduktion bliver ikke afsat. Kondens- og udtagsproduktion nedreguleres, således, at årsproduktionen bliver 14,8 TWh mindre end i simuleringen med middel vindkraftproduktion og vandtilstrømning.

Figur 5-15 viser de 3 kurver over fyldningsgraden i vandmagasinerne i Sydøstnorge svarende til lav, middel og høj vandtilstrømning og vindkraftproduktion. Kurverne ligger tæt indtil 1. maj, hvorefter de fjerner sig fra hinanden. Dette skyldes, at vandtilstrømningen er meget lille i Norge i starten af året til og med uge 18 (se Figur 4-3), så derfor betyder en ændring på 20 % af vandtilstrømningen ikke noget særligt, i modsætning til perioden fra starten af maj til slutningen af oktober, hvor vandtilstrømningen er stor. I Sydvestnorge, Nordnorge og Nordsverige varierer fyldningsgraden i vandmagasinerne på nogenlunde samme måde.

I den algoritme, som styrer fyldningsgraden i vandmagasinerne og vandkraftproduktionen, er forudsigelser af vandtilstrømningen til magasiner og turbiner ikke indarbejdet. I virkeligheden ved vand-

kraftproducenterne ret præcist, hvor meget vand der ligger opmagasineret som sne og is om vinteren, dvs. hvor stor den samlede vandtilstrømning i vårfloden bliver. Mængden af ikke afsat el ville blive mindre, hvis algoritmen fungerede således, at mere af vandet i magasinerne blev brugt om vinteren, hvis der var forudsagt en stor vandtilstrømning i vårfloden.

Afsætningsmulighederne for den overskydende el er følgende:

1. Øget eksport til Tyskland/Belgien/Holland-området, således at der eksporteredes så meget som muligt i både høj og lavlasttimer. Idet den samlede transmissionskapacitet til Tyskland/Belgien/Holland-området fra Norge og Danmark er 4400 MW ville dette muliggøre en eksport på op til 3,2 TWh om måneden.
2. Eleksport til Finland.
3. Fjernvarmeproduktion ved hjælp af elkedler i Sverige, således at kraftvarmeverkerne kunne slukes i perioder med eloverskud.

	Årligt salg [TWh]	Salgspris [kr/MWh]	Årligt køb [TWh]	Købspris [kr/MWh]	Årlig fejl- handel [TWh]	Omk. ved fejlhandel [kr/MWh]
Lav vi+va:						
Vestdanmark	11,3	211	0,7	179	1,6	83
Østdanmark	3,9	205	1,8	205	1,4	53
Høj vi+va:						
Vestdanmark	12,5	212	0,5	181	2,7	110
Østdanmark	5,4	208	1,4	205	2,1	82

Tabel 5-11 Den årlige handel på elbørsen med de gennemsnitlige salgs- og købspriser i Vest- og Østdanmark plus fejlhandlen og de gennemsnitlige omkostninger ved denne, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er henholdsvis lav og høj.

Ved sammenligning af ovenstående tabel med Tabel 5-4 og Tabel 5-5 ses som forventet, at det årlige salg og den årlige fejlhandel bliver mindre, når vandtilstrømning og vindkraftproduktion er lav i forhold til middel. I Vestdanmark reduceres fejlhandlen procentvis væsentligt mere end salget, hvilket skyldes, at noget af vindkraftproduktionen erstattes med udtagsproduktion, der ikke genererer nogen fejlhandel.

Når vandtilstrømning og vindkraftproduktion er høj ses, at det årlige salg og den årlige fejlhandel i Vest- og Østdanmark stiger i forhold til salget og fejlhandlen, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er middel eller lav. At salget kan stige, på trods af at en del af vandkraftproduktionen i Norge og Sverige som nævnt ikke kan afsættes, skyldes, at vindkraftproduktionen i modellen afsættes før den regulerbare vandkraft. Denne antagelse er nok ikke særligt realistisk i tilfælde, hvor vandmagasinerne i vandkraftsystemet er fyldt op, og vandkraftproduktionen skal afsættes, hvis ikke noget af vandtilstrømningen skal gå til spildevand. I Vestdanmark stiger fejlhandlen procentvis væsentligt mere end salget. Dette skyldes, at kraftvarmeverkernes evne til at formindske fejlen i elbørshandlen gennem op- eller nedregulering er fuldstændigt udnyttet allerede ved middel vindkraftproduktion.

Den gennemsnitlige salgs- og købspris i simuleringerne er uafhængig af mængden af vandtilstrømning og vindkraftproduktion, hvilket skyldes at der er forudsat faste priser på elbørsen. I virkeligheden falder elbørspriserne i vårdår og stiger i tørår.

	Omk. ved fejlhand- del [Mkr]	Tab ved ikke solgt el [Mkr]	Samlede omkostninger pr. MWh vindkraftprod. [kr/MWh]
Lav vi+va:			
Vestdanmark	136	21	20
Østdanmark	71	22	16
Høj vi+va:			
Vestdanmark	296	182	41
Østdanmark	174	45	26

Tabel 5-12 Årlige omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen i Vest- og Østdanmark, når vandtilstrømning og vindkraftproduktion er henholdsvis lav og høj.

De samlede omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen (se afsnit 5.1.5.3) stiger til næsten det dobbelte i Vestdanmark, når vandtilstrømning og vindkraftproduktion er høj i forhold til middel (se Tabel 5-6). Dette skyldes hovedsageligt, at mængden af ikke afsat el i Vestdanmark tredobles. Alligevel kan det ikke betale sig at etablere øget transmissionskapacitet mellem Vestdanmark og Kristiansand.

5.2 Vedvarende energi scenariet

5.2.1 Optimal transmissionskapacitet

Som i Energi 21 planscenariet har vi varieret transmissionskapaciteten af linierne VDK-Kristiansand og ØDK-Sydsverige for at bestemme den mest profitable transmissionskapacitet af linierne. Der er forudsat de samme omkostninger ved at etablere yderligere transmissionskapacitet som i Energi 21 planscenariet (se Tabel 5-3). Idet der optræder elmangel i Vestdanmark, som ikke kan dækkes gennem køb på elbørsen med den nuværende transmissionskapacitet af linierne, har vi tilføjet et led i beregningen af fortjenesten ved eludvekslingen:

Fortjeneste ved eludvekslingen = Værdien af salget + Værdien af ikke afsat el - omkostninger ved fejl i elbørssalget - årlig ydelse på investering i udvidelse af transmissionskapaciteten - *omkostningerne ved elmangel (200 kr/MWh)*

Omkostningerne ved elmangel i Vest- eller Østdanmark er som angivet i parenteser sat til 200 kr/MWh, idet det forudsættes, at spidslastkraft enten indkøbt i Tyskland eller produceret på spidslastkraftværker i Danmark koster 400 kr/MWh, og den gennemsnitlige købspris på elbørsen er ca. 200 kr/MWh. Altså er den yderligere udgift ved at få dækket sit elbehov ved hjælp af spidslastkraft i stedet for gennem køb på elbørsen 200 kr/MWh.

I Tabel 5-13 er angivet summen af fortjenesten ved eludveksling mellem Vestdanmark-Kristiansand og Østdanmark-Sydsverige for simuleringer med forskellige værdier af de to liniers transmissionskapaciteter. Det viser sig, at den største samlede fortjeneste fås, når transmissionskapaciteten af linien mellem Østdanmark-Sydsverige udvides med 1800 MW, samtidig med at transmissionskapaciteten af linien mellem Vestdanmark-Kristiansand ikke ændres. I forhold til situationen med uændrede transmissionskapaciteter mindskes elmanglen i Vestdanmark med 77 % og mængden af ikke solgt el med 21 %, mens mængden af ikke solgt el mindskes med 33 % i Østdanmark, hvor der ikke optræder elmangel. Det er altså interessant nok elsystemet i Vestdanmark der har de største driftsmæssige for-

dele af udvidelsen af transmissionskapaciteten i mellem Østdanmark-Sydsverige. At det alligevel bedst kan betale sig at lægge en øget transmissionskapacitet fra Danmark til vandkraftsystemet i Norge og Sverige mellem Østdanmark-Sydsverige skyldes, at udgifterne til etablering og drift af transmissionskapacitet på denne strækning er ca. 10 gange billigere end på strækningen mellem Vestdanmark-Kristiansand.

Der optræder elmangel i Sydsverige i simuleringerne, fordi linien mellem Midt- og Sydsverige i nogle driftstimer udgør en flaskehals, således at der ikke kan overføres tilstrækkeligt med vandkraft fra Norge og Nordsverige til at dække elbehovet i Sydsverige og Østdanmark. Udvidelsen af transmissionskapaciteten mellem Østdanmark og Sydsverige påvirker størrelsen af den årlige elmangel i Sydsverige, idet i forhold til situationen med uændrede transmissionskapaciteter øges elmanglen med 35 GWh (+8 %), når transmissionskapaciteten mellem Østdanmark-Sydsverige øges med 1800 MW. Selvom omkostningerne ved at dække den øgede elmangel i Sydsverige lægges til fortjenesten ved eludvekslingen i Danmark¹⁸, ændrer dette ikke ved, at det stadig kan betale sig at udbygge med 1800 MW.

Transmissionskapacitet [MW]	Samlede fortjeneste ved eludvekslingen i Danmark [MKr]		
	Lav trans. omk.	Middel trans. omk.	Høj trans. omk.
VDK-Kristiansand/ØDK-Sydsverige			
1040/1800	1254	1254	1254
1040/2700	1381	1374	1368
1040/3600	1423	1410	1397
1040/4500	1414	1394	1374
1540/1800	1263	1225	1186
1540/2700	1333	1287	1242
2080/3600	1315	1224	1134

Tabel 5-13 Den samlede fortjeneste ved eludveksling mellem Vestdanmark-Kristiansand og Østdanmark-Sydsverige for forskellige kombinationer af de to liniers transmissionskapaciteter og for henholdsvis lave, middel og høje transmissionsomkostninger.

Som konsekvens af ovenstående bestemmelse af den optimale transmissionskapacitet vil der for de resterende resultater fra simuleringerne af vedvarende energi scenariet gælde, at transmissionskapaciteten af linien mellem Østdanmark-Sydsverige er 3600 MW, mens resten af transmissionskapaciteterne af linierne er som angivet på Figur 3-1.

5.2.2 Årsproduktion og forbrug

Ud fra Tabel 5-14 ses, at hovedparten af elproduktionen i det samlede nordiske elsystem sker på vandkraftværker (68 %), mens vindkraftproduktionen udgør 15 % af den samlede produktion. Andelen af vindkraft er altså stadig beskeden i det samlede elsystem, selvom 92 % af elproduktionen i Vest- og Østdanmark sker på vindmøller. Varmepumpernes elforbrug er henholdsvis 3,8 TWh og 3,0 TWh i Vest- og Østdanmark og udgør henholdsvis 17 % og 19 % af det samlede elforbrug i disse områder.

¹⁸ Som før sættes omkostningen ved at dække elmanglen med spidslastkraft eller elimport fra Tyskland i forhold til at købe kraft på elbørsen til 200 kr/MWh.

Der optræder elmangel i Vestdanmark og Sydsverige på henholdsvis 0,2 TWh og 0,5 TWh. At det er Sydsverige, hvor elmanglen optræder og ikke Østdanmark skyldes, at forbrugscentret i Østdanmark har prioritet til at benytte transmissionsnettet før forbrugscentret i Sydsverige. Elmanglen kunne altså lige så godt have været lagt i Østdanmark. Elmanglen i Sydsverige kan elimineres ved at øge transmissionskapaciteten af linien mellem Midt- og Sydsverige, ved at etablere mere produktionskapacitet i Sydsverige, eller ved at importere kraft fra Tyskland til Østdanmark. Idet elmanglen er ret beskeden ville det formodentlig være billigst at importere den manglende kraft fra Tyskland.

Alle værdier i TWh	VDK	ØDK	SV-No	SØ-No	N-No	N-Sv.	S-Sv	Ty/Be/Ho	Ialt
Vandkraft			40,7	52,1	34,1	70,0			196,9
Kraftvarme	1,9	1,4					22,5		25,8
Kondens							20,2		20,2
Vind, land	8,0	2,0					5,0		15,0
Vind, hav	13,9	13,9							27,8
Prod. ialt	23,8	17,3	40,7	52,1	34,1	70,0	47,7	3,9 ¹⁹	289,6
Forbrug²⁰	22,5	15,6	25,9	50,1	29,5	26,3	104,7	9,4 ²¹	284,0
Elmangel	0,2						0,5		0,7
Ikke solgt el	1,2	0,7		1,6					3,5
Køb på elbørsen	6,6	4,8							11,4
Salg på elbørsen	6,7	5,8							12,5
Ænd. i vandmag.			0,9	1,9	-0,5	-3,1			-0,8

Tabel 5-14 Årlig produktion, forbrug, elmangel og ikke afsat el i de forskellige områder og fordelt på de forskellige produktionsteknologier i det vedvarende scenarie.

Selvom netto overskudsproduktionen i Vestdanmark kun er 1,3 TWh, er eloverløbet 7,9 TWh, hvoraf 85 % sælges på elbørsen, mens elunderskuddet er 6,8 TWh, hvoraf 97 % købes på elbørsen. I Østdanmark er eloverløbet 6,5 TWh og 90 % sælges på elbørsen, mens elunderskuddet er 4,8 TWh, der dækkes gennem køb på elbørsen.

Fyldningsgraderne af vandmagasinerne i Sydøstnorge og Nordsverige ved årets slutning er henholdsvis 1,9 TWh over og 3,1 TWh under fyldningsgraderne ved årets start. Dette betyder, at linien mellem Sydøstnorge og Midtsverige i nogle driftstimer udgør en flaskehals for kraftoverførsel fra Syd-

¹⁹ De 3,9 TWh angiver eksporten fra Tyskland/Belgien/Holland-området til det nordiske elsystem.

²⁰ I Vest- og Østdanmark er varmepumpernes elforbrug på henholdsvis 3,8 og 3,0 TWh inkluderet i forbruget.

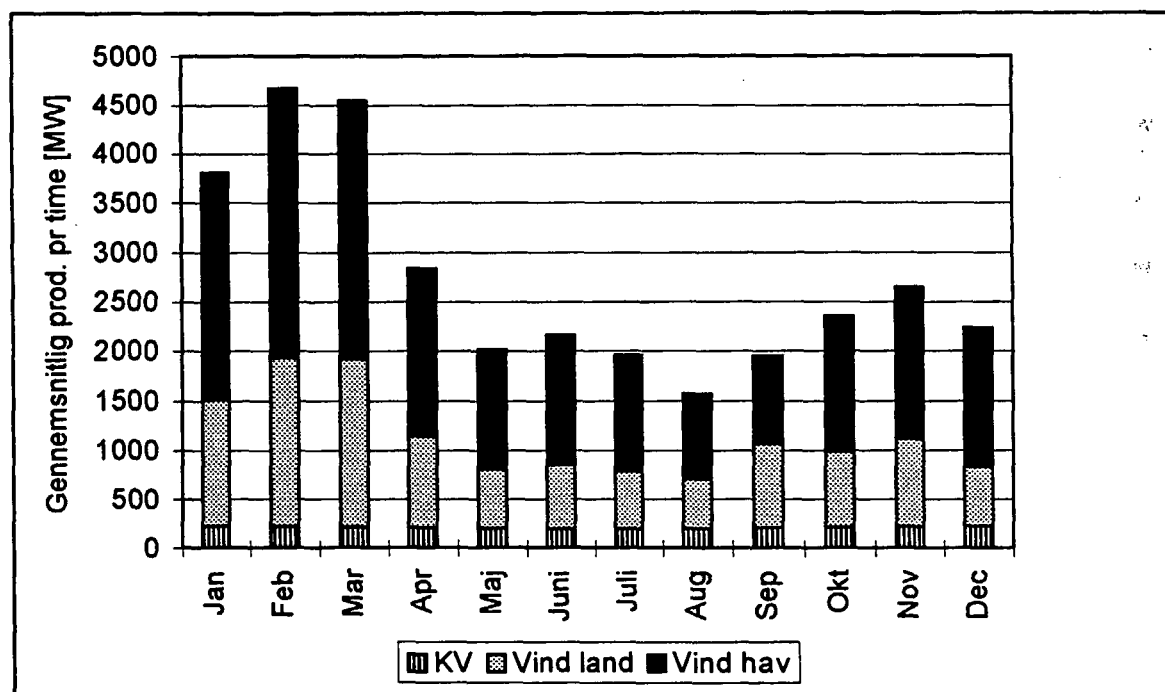
²¹ De 9,4 TWh angiver den del af importen, som forbruges i området.

østnorge til Sydsverige. I stedet må vandkraften fra Nordsverige benyttes til at tilfredsstille elbehovet i Sydsverige. Som i tilfældet med simuleringen af Energi 21 planscenariet kan ændringerne i fyldningsgraderne af vandmagasinerne gennem året reduceres ved at ændre på startfyldningsgraderne af vandmagasinerne.

5.2.3 Årlig kraftoverførsel mellem områderne

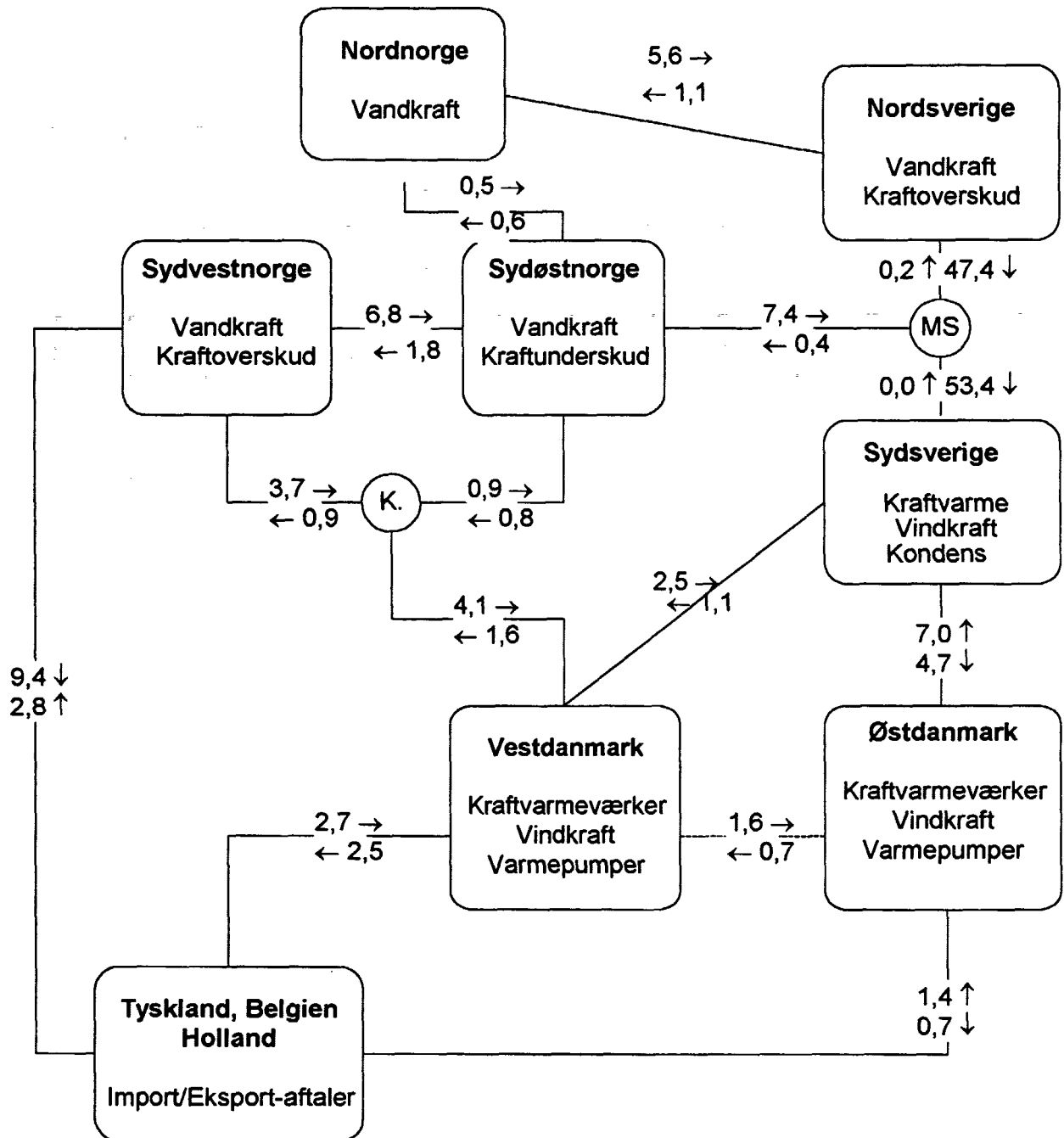
I Figur 5-17 er angivet den årlige kraftoverførsel mellem områderne. Som forudsat er Sydsverige et kraftunderskudsområde, hvortil der foregår en massiv kraftoverførsel. Østdanmark eksporterer især til Sydsverige, og er transitland for en kraftoverførsel på 2,9 TWh. Kraftimporten til Vestdanmark kommer hovedsageligt fra Norge og Tyskland/Belgien/Holland-området. Kraftudvekslingsaftalen mellem Tyskland/Belgien/Holland-området og Norge bliver opfyldt. Derudover er Tyskland/Belgien/Holland-området transitland for en kraftoverførsel på 3,2 TWh, hvilket aflaster transmissionsledningen mellem Vestdanmark og Kristiansand.

5.2.4 Driftsforhold i elsystemet



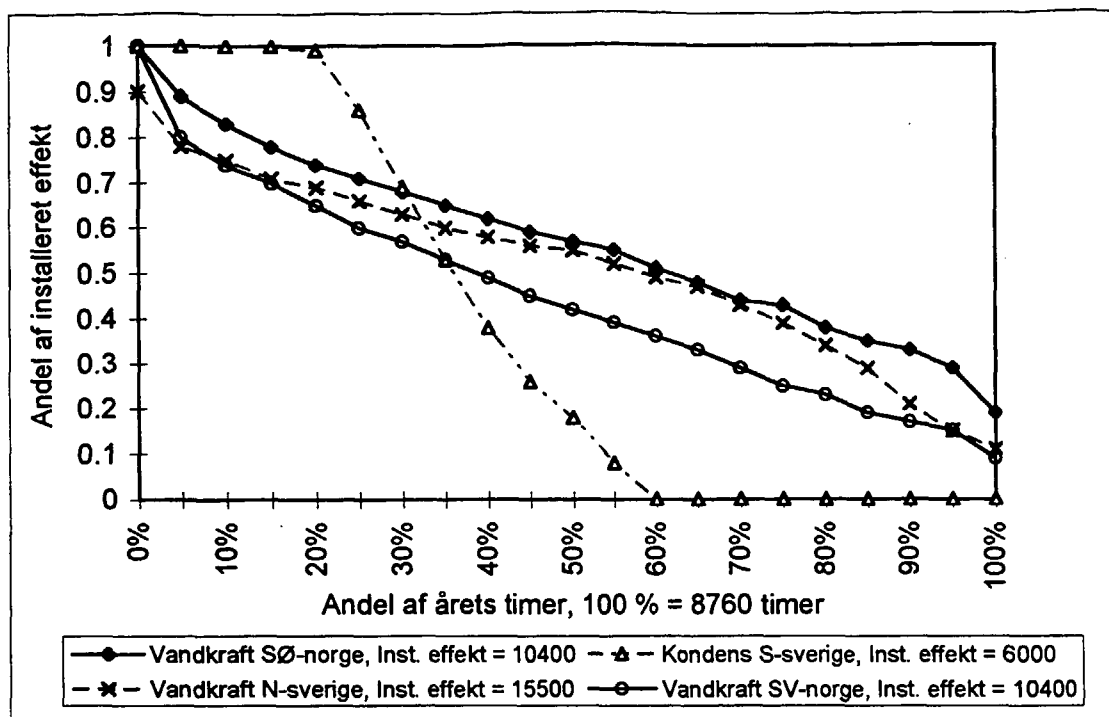
Figur 5-16 Månedsfordelingen af den gennemsnitlige produktion pr. time i Vestdanmark.

Ud fra Figur 5-16 ses, at elproduktionen i Vestdanmark er væsentligt større om vinteren i månederne januar, februar og marts end resten af året. Elproduktionen i Østdanmark er fordelt på samme måde. Som nævnt tidligere stemmer denne fordeling godt overens med fordelingen af vandtilstrømningen til vandkraftsystemerne i Norge og Sverige og elforbruget i Norge og Sverige.



Figur 5-17 Den årlige kraftoverførsel i TWh/y i vedvarende energi scenarie.

Figur 5-18 viser, at den installerede effekt af vandkraften i Sydnorge og Nordsverige udnyttes maksimalt i mindre end 5 % af driftstimerne. Dette betyder, at kraftudvekslingen mellem vindkraftsystemet i Danmark og vandkraftsystemerne i Norge og Sverige ikke nødvendiggør effektudvidelser i vandkraftsystemerne. Varighedskurven over elproduktionen fra kondenskraften i Sydsverige viser, at kondenskraften virker som spidslastkraft i elsystemet, hvilket stemmer overens med prioriteringen af kondenskraften i modellen.



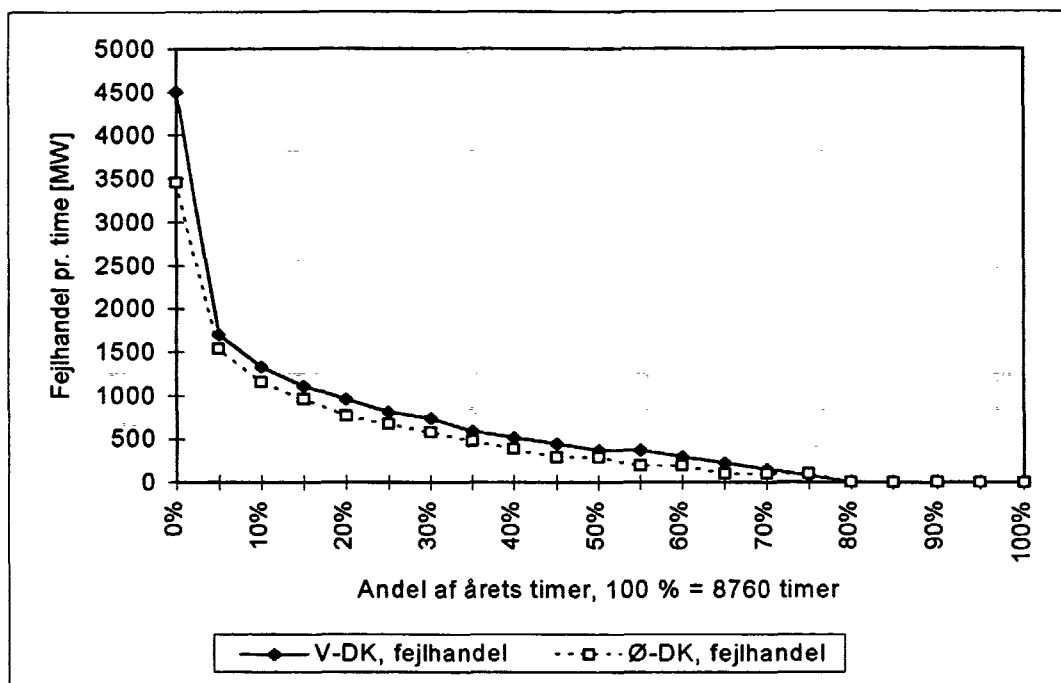
Figur 5-18 Varighedskurver over kondenskraftproduktionen i Sydsverige og vandkraftproduktionen i Sydvestnorge, Sydøstnorge og Nordsverige. Den installerede effekt er angivet i MW.

5.2.5 Handel og fejlhandel på elbørsen

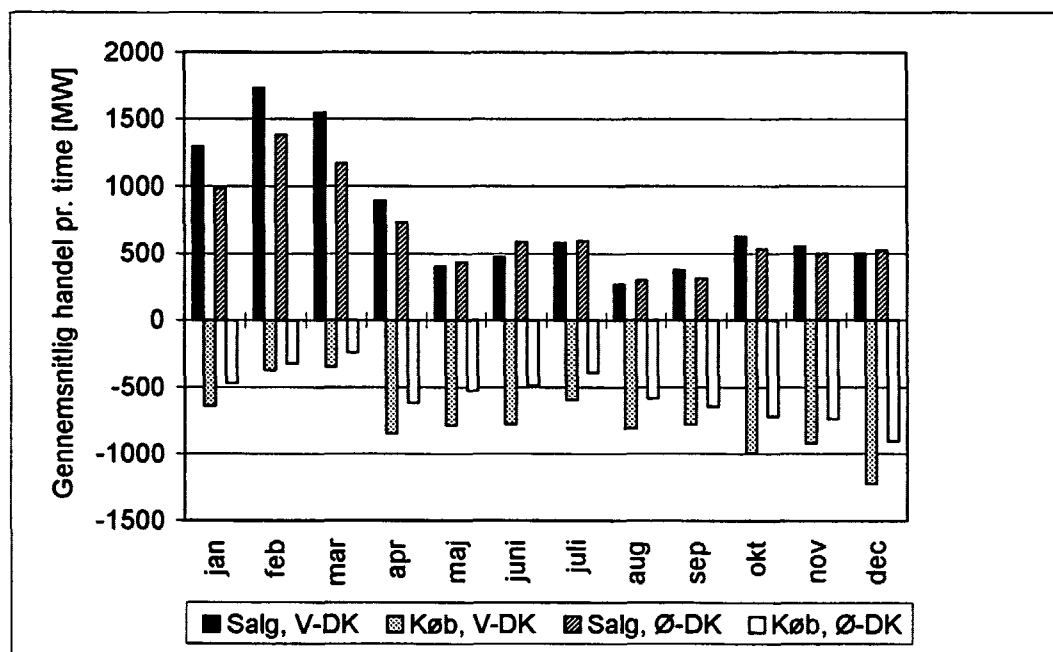
	Salg [TWh]	Køb [TWh]	Fejlhandel [TWh]	Salgspris [kr/MWh]	Købspris [kr/MWh]	Omk. ved fejlhandel
Vestdanmark	6,7	6,6	5,1	209	210	132 kr/MWh
Østdanmark	5,8	4,8	4,3	205	211	123 kr/MWh

Tabel 5-15 Årsværdierne af Vest- og Østdanmarks salg, køb og fejlhandel på elbørsen og de gennemsnitlige salgs- og købspriser plus den gennemsnitlige omkostning ved at fejlhandle.

Det ses ud fra Tabel 5-15, at mængden af den årlige fejlhandel udgør ca. 40 % af den samlede årlige handel. Den gennemsnitlige omkostning ved at fejlhandle er ret høj i forhold til de forudsatte omkostninger ved at fejlhandle (se Figur 3-2), hvilket betyder, at hovedparten af fejlhandlen sker i få driftstimer med ret stor fejlhandel. Dette bekræftes af Figur 5-19. I alt udgør omkostningerne ved fejlhandlen 673 Mkr i Vestdanmark og 527 Mkr i Østdanmark. Månedsfordelingen af fejlhandlen er stort set den samme som i Energi 21 planscenariet (se Figur 5-13), idet den gennemsnitlige positive fejl har samme månedsfordeling som vindkraftproduktionen, hvorimod den gennemsnitlige negative fejl er mere konstant fordelt gennem året. De gennemsnitlige salgs- og købspriser er stort set ens.

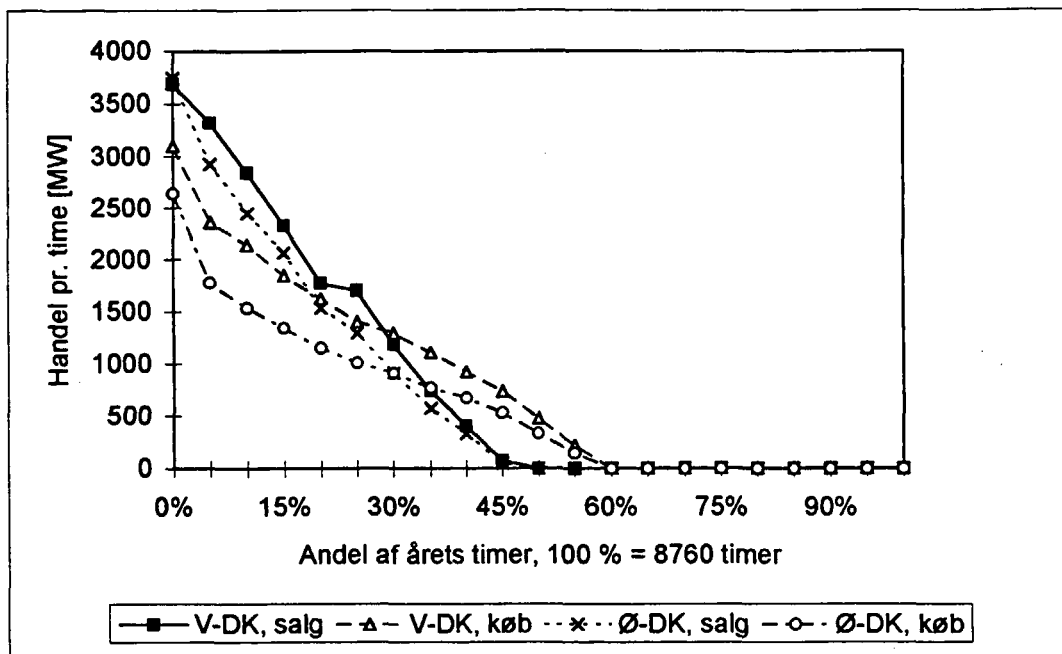


Figur 5-19 Varighedskurver over fejlhandlen i Vest- og Østdanmark.

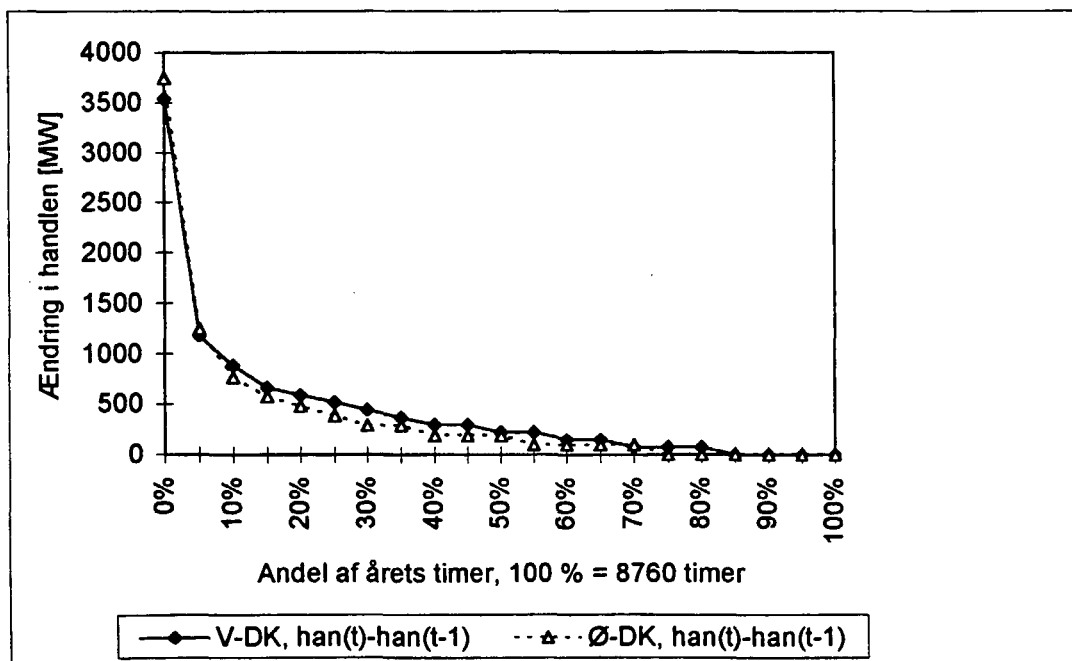


Figur 5-20 Månedsfordelingen af Vest- og Østdanmarks gennemsnitlige køb og salg pr. time på elbørsen.

Figur 5-20 viser, at Vest- og Østdanmarks salg på elbørsen naturligt nok fordeler sig på samme måde som elproduktionen i Vest- og Østdanmark. Det største køb på elbørsen sker i december, hvor elforbruget i Vest- og Østdanmark er højt pga. kulden og mørket, mens vindkraftproduktionen er lille. Også i Norge og Sverige er elbehovet stort i december mens vandtilstrømningen til vandkraftsystemerne er lille. Derfor passer det store køb på elbørsen fra Vest- og Østdanmark i december dårligt med situationen i vandkraftsystemerne.



Figur 5-21 Varighedskurver over Vest- og Østdanmarks køb og salg på elbørsen.



Figur 5-22 Varighedskurver over ændringen i handlen på elbørsen fra time til time.

Ud fra Figur 5-21 ses, at det maksimale salg på elbørsen fra Vest- eller Østdanmark er ca. 3700 MW. Idet den samlede transmissionskapacitet mellem Vestdanmark og omverdenen er 3690 MW, er der altså enkelte driftstimer, hvor Vestdanmark eksporterer maksimalt ud gennem alle 4 transmissionslinier. Det maksimale køb på elbørsen er 3100 MW fra Vestdanmark og 2640 MW fra Østdanmark, dvs. noget mindre end det maksimale salg. Der købes på elbørsen i ca. 55 % af driftstimerne, mens der sælges på elbørsen i ca. 45 % af driftstimerne.

Ændringen i elbørshandlen fra time til time er over 500 MW i ca. 20 % af driftstimerne i Østdanmark og 25 % af driftstimerne i Vestdanmark (se Figur 5-22). Den maksimale ændring er ca. 3600 MW i Vest- og Østdanmark. En så stor ændring i elbørssalget fra den ene time til den næste vil formodentlig skabe problemer for de andre aktører på elbørsen, men det ses at i langt de fleste driftstimer er ændringen langt mindre.

5.2.6 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen gennem handel på elbørsen

I Tabel 5-16 er angivet omkostningerne forbundet med at indregulere vindkraftproduktionen ved at handle på elbørsen. 72 % af omkostningerne består i udgifterne ved at fejlhandle på elbørsen. De samlede omkostninger er 1610 Mkr for hele Danmark, hvilket svarer til 43 kr pr. MWh produceret på vindmøller.

	Omk. ved fejlhandel	Tab ved ikke solgt el	Omk. ved elmangel	Omk. ved ekstra trans. kap.	Samlede omk. pr. MWh vindkraftprod.
Vestdanmark	673	172	90	0	43 kr/MWh
Østdanmark	527	109	0	39	42 kr/MWh
Samlet	1200	281	90	39	43 kr/MWh

Tabel 5-16 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen. Alle værdier angivet i Mkr på nær den sidste kolonne i tabellen. Tabet ved ikke solgt el beregnes som værdien af den ikke solgte el på elbørsen minus værdien af den ikke solgte el på et spotmarked for tilfældig kraft (50 kr/MWh). Omkostningerne ved elmanglen er sat til 400 kr/MWh. Den årlige omkostning ved at etablere 1800 MW ekstra transmissionskapacitet mellem Østdanmark-Sydsverige fremkommer ved at antage en etableringspris på 550,8 Mkr (0,3 Mkr/MW plus 2 % af etableringsprisen oveni til at dække udgifterne til drift og vedligehold), en rente på 5 % og en afskrivningstid på 25 år. Den samlede vindkraftproduktion er 37,8 TWh.

5.2.7 Kombination af gode og dårlige vind- og vandår

Ligesom med Energi 21 planscenariet undersøger vi følsomheden af elsystemet i vedvarende energi scenariet overfor udsving i vandtilstrømningen til vandkraftsystemet og vindkraftproduktionen i Danmark. Dette gøres ved at lave to simuleringer, hvor vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er henholdsvis 20 % under eller over middellårsværdierne, hvilket betyder at den samlede vandtilstrømning ændres med $\pm 39,3$ TWh og vindkraftproduktionen i Danmark ændres med $\pm 7,6$ TWh.

Ud fra Tabel 5-17 ses, at elsystemet kan klare, at vindkraftproduktionen i Danmark og vandtilstrømningen i Norge og Sverige er lav, uden at der opstår elmangel af betydning i systemet. Den manglende produktionskapacitet på ialt 46,9 TWh erstattes med en øget produktion på kondensværkerne i Sverige på 16,3 TWh, øget import fra Tys/Bel/Hol-området til det nordiske elsystem på 5,1 TWh (begge værdier er angivet i forhold til simuleringen med middellårsværdierne af vindkraftproduktion og vandtilstrømning) og et stort træk på vandmagasinerne på 23,4 TWh. Så stort et træk på vandmagasinerne svarende til 18 % af den totale magasinkapacitet kan ikke foregå flere år i træk, men som det sker idag tillades et ekstra træk på vandmagasinerne i et dårligt vandår.

	KV/Kon- dens	Vind	Vand	Overskuds- prod.	Ænd. i vandmag.	Ikke afsat el	Elman- gel
Lav vi+va:							
V-DK	1,9	17,5		-2,8		0,2	0,5
Ø-DK	1,4	12,7		-1,5		0,2	0,0
SV-Norge			37,5	11,6	-4,2		
SØ-Norge			47,8	-2,3	-4,6	0,0	0,0
N-Norge			31,5	2,0	-4,6		
S-Sverige	59,0	5,0		-40,3			0,9
N-Sverige			63,5	37,2	-10,0	0,0	0,0
Tys/Bel/Hol				-0,4			
Ialt	62,3	35,2	180,3	3,5	-23,4	0,6	1,4
Høj vi+va:							
V-DK	1,9	26,3		0,4		3,4	0,2
Ø-DK	1,4	19,1		4,0		0,9	0,0
SV-Norge			47,6	21,7	2,3	4,2	
SØ-Norge			63,1	13,0	1,7	15,6	
N-Norge			39,1	9,6	1,3	6,0	
S-Sverige	37,4	5,0		-62,4			0,4
N-Sverige			83,2	56,9	-3,0	9,0	
Tys/Bel/Hol				-6,6			
Ialt	40,7	50,4	233,0	40,9	2,3	39,1	0,6

Tabel 5-17 Forskellen i vandmagasinernes fyldningsgrad ved årets begyndelse og årets slutning plus den årlige produktion i de enkelte områder, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er lav, dvs. 80 % af middelværdierne, og høj, 120 % af middelværdierne. Alle værdier i TWh.

Elsystemet har sværere ved at klare en situation med en stor ekstra vindkraftproduktion og vandtilstrømning, idet dette medfører at 39,1 TWh af den samlede produktion ikke kan afsættes. Den store mængde ikke afsat el skyldes, at den eneste produktionsteknologi i scenariet som kan nedreguleres er kondensværkerne i Sydsverige, som nedreguleres med 5,3 TWh i forhold til simuleringen med middelværdierne af vindkraftproduktion og vandtilstrømning. Mulighederne for at afsætte denne overskudsproduktion er de samme som angivet under diskussionen af Energi 21 planscenariet (se afsnit 5.1.8), nemlig eleksport til Finland og Tyskland og brug af elkedler til fjernvarmeproduktion i Sydsverige, således at kraftvarmeverkerne kan nedreguleres.

Problemet med den sidste mulighed er, at pga. transmissionsbegrænsninger mellem Midt- og Sydsverige vil det være svært at få overskudsstrømmen fra vandkraftsystemerne i Nordsverige og Norge ned til Sydsverige.

Ud af de 39,1 TWh som ikke kan afsættes udgør den vindkraftproducerede strøm i Danmark 4,3 TWh. I modellen afsættes vindkraften før den regulerbare vandkraft, selvom vandkraftmagasinerne i et eller flere af områderne er helt fyldte. I denne situation er den regulerbare vandkraft i realiteten ikke regulerbar mere, så det ville nok være mere realistisk at lade vindkraften og vandkraften afsættes på lige fod, når situationen indtræffer. Dette vil føre til, at mængden af ikke afsat strøm i Vest- og Østdanmark vil stige.

	Årligt salg [TWh]	Salgspris [kr/MWh]	Årligt køb [TWh]	Købspris [kr/MWh]	Årlig fejl- handel [TWh]	Omk. ved fejlhandel [kr/MWh]
Lav vi+va:						
Vestdanmark	4,5	204	7,5	209	4,1	117
Østdanmark	3,8	204	5,5	210	3,1	103
Høj vi+va:						
Vestdanmark	8,1	212	5,9	209	5,7	140
Østdanmark	8,3	207	4,3	211	5,2	135

Tabel 5-18 Den årlige handel på elbørsen med de gennemsnitlige salgs- og købspriser i Vest- og Østdanmark plus fejlhandlen og de gennemsnitlige omkostninger ved denne, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er henholdsvis lav og høj.

Ved at sammenligne Tabel 5-15 med Tabel 5-18 ses det, at fejlhandlen i Vest- og Østdanmark er lavere både i mængde og gennemsnitlige omkostninger, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er lav i forhold til middel, mens fejlhandlen er højere, når vandtilstrømningen og vindkraftproduktionen er høj i forhold til middel. Grunden til dette er som tidligere nævnt, at det er forudsigelsen af vindkraftproduktionen, som er årsagen til størsteparten af fejlhandlen, således at jo større vindkraftproduktion jo større fejlhandel. De gennemsnitlige købs- og salgspriser er i modellen fastlagt uafhængigt af den årlige vandtilstrømning. I virkeligheden afhænger priserne stærkt af vandtilstrømningen som nævnt i kapitel 2.

De samlede omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen pr MWh produceret vindkraft er lidt mindre (14 %), når vindkraftproduktionen og vandtilstrømningen er lav i forhold til middel, og lidt højere (17 %) når vindkraftproduktion og vandtilstrømning er høj i forhold til middel (sammenlign Tabel 5-16 og Tabel 5-19). Som tidligere nævnt vil mængden og det dermed forbundne tab ved ikke solgt el formodentlig være højere i simuleringen med høj vindkraftproduktion og vandtilstrømning.

	Omk. ved fejlhandel	Tab ved ikke solgt el	Omk. ved elmangel	Omk. ved ekstra trans. kap.	Samlede omk. pr. MWh vindkraftprod.
Lav vi+va:					
Vestdanmark	483	24	187	0	40 kr/MWh
Østdanmark	325	37	2	39	32 kr/MWh
Samlet	808	61	189	39	36 kr/MWh
Høj vi+va:					
Vestdanmark	806	486	71	0	52 kr/MWh
Østdanmark	697	127	0	39	45 kr/MWh
Samlet	1503	613	71	39	49 kr/MWh

Tabel 5-19 Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen når vindkraftproduktionen i Danmark og vandtilstrømningen i Norge og Sverige er henholdsvis lav og høj. Alle værdier angivet i Mkr på nær den sidste kolonne i tabellen. Den samlede vindkraftproduktion i Danmark er 30,2 TWh og 45,4 TWh for henholdsvis lav og høj vindkraftproduktion i Danmark.

Referencer til kapitel 5:

Nielsen, S. K. and B. Sørensen (1996). The Fair Market Scenario, Final Report, Roskilde University.

Sørensen, B. (1981). "A combined wind and hydro power system." Energy policy March: 51-55.

6. Konklusioner på simuleringerne

6.1 Energi 21 planscenariet

Eloverløb

I Energi 21 planscenariet er der i år 2030 et eloverløb i Vestdanmark på 12,0 TWh og et elunderskud på 0,6 TWh, mens eloverløbet i Østdanmark er væsentligt mindre, 4,5 TWh, og elunderskuddet større, 1,6 TWh. Eloverløbets fordeling på året passer godt i forhold til at eksportere den til vandkraftsystemerne i Norge og Sverige, da hovedparten af eloverløbet forekommer i månederne november til og med april, hvor vandtilstrømningen til magasiner og turbiner i vandkraftsystemerne er lille og elforbruget stort. Eloverløbet fra Vestdanmark eksporteres til alle naboområderne, Østdanmark, Sydsvrige, Sydnorge og Tyskland/Belgien/Holland-området, mens eloverløbet fra Østdanmark hovedsageligt afsættes til Sydsverige. I modellen bruges eloverløbet hovedsageligt til at nedsætte kondenskraftproduktionen i Sydsverige enten ved direkte import til Sydsverige eller ved at frigøre vandkraftproduktion i Norge, der derefter bruges til at erstatte kondenskraftproduktion i Sydsverige.

Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen gennem handel på elbørsen

I begge områder bliver der med den nuværende transmissionskapacitet mellem områderne og omverdenen solgt ca. 97 % af eloverløbet på den nordiske elbørs, og elunderskuddet dækkes ved hjælp af køb på børsen. Med de forudsatte priser i høj- og lavlastperioder, sommer og vinter bliver den gennemsnitlige salgpris i Vestdanmark 211 kr/MWh og den gennemsnitlige købspris 180 kr/MWh, idet købet hovedsageligt sker om sommeren og salget om vinteren. I Østdanmark er de gennemsnitlige salgs- og købspriser lige store nemlig 205 kr/MWh.

Den årlige fejlhandel i Vest- og Østdanmark udgør henholdsvis 18 % og 31 % af den samlede handel i hvert område, når DMI/RISØ-modellen bruges til at generere vindkraftforudsigelserne. Hvis udtagsdelen af kraftvarmeværkerne bruges til at reducere fejlhandlen i driftstimen, reduceres fejlhandlen med 25 % i hvert område. De gennemsnitlige omkostningerne pr. fejlhandlet MWh er 95 kr i Vestdanmark og 68 kr i Østdanmark. Især i Vestdanmark er 95 kr pr. fejlhandlet MWh en ret høj gennemsnitsomkostning i forhold til de forudsatte omkostninger ved at fejlhandle. Dette skyldes, at hovedparten af den samlede fejlhandel med modellens forudsætninger sker i et lille antal driftstimer med en stor fejlhandel på over 1000 MW i kombination med, at omkostningerne ved at fejlhandle stiger jo større fejlhandlen i driftstimen er.

Handlen med eloverløb fra vindkraftsystemerne i Vest- og Østdanmark giver ikke anledning til investeringer i effektudvidelser i vandkraftsystemerne eller investeringer i at etablere mere transmissionskapacitet mellem Vestdanmark-Sydnorge eller Østdanmark-Sydsverige.

Omkostningerne ved at indregulere vindkraftproduktionen gennem handel på elbørsen udgøres dermed af omkostningerne ved at handle "forkert" og tabet på den mængde el som ikke bliver solgt på elbørsen. Disse omkostninger beløber sig til i gennemsnit ca. 25 kr pr. MWh vindkraftproduktion i Danmark.

Derudover kan der være yderligere omkostninger forbundet med, at kraftvarmeværkerne i Danmark på nær de industrielle kraftvarmeværker og de affalds- eller biomassefyrede kraftvarmeværker skal fortage hyppige op- og nedreguleringer, pga. at de bruges til at reducere fejlen i elbørshandlen. Disse omkostninger er ikke anslået i projektet.

Betydning af den benyttede vindkraftforudsigelsesmodel og handelsformen på elbørsen

Det væsentligste bidrag til fejlhandlen på elbørsen er forudsigelsen af produktionen fra vindmøllerne. Brug af en vindkraftforudsigelsesmodel med en forudsigelsesfejl, der var 1,9 gange større end forudsigelsesfejlen i DMI/RISØ-modellen, førte til at de samlede omkostninger ved fejlhandlen steg ca. 3,5 gange. Altså er en god vindkraftforudsigelsesmodel essentiel.

Fordelen ved at gå fra den nuværende handelsform på elbørsen, dvs. handel i markedskryds som kræver 36 timers forudsigelse af produktion og forbrug, til kontinuerlig handel på elbørsen ligger i at forudsigelsehorisonten dermed bliver væsentligt kortere. Dette er dog kun en fordel, hvis præstationen af de benyttede vindkraftforudsigelsesmodeller bliver væsentligt bedre, når der kun skal genereres 3 timers forudsigelser i forhold til 36 timers forudsigelser. Dette var ikke tilfældet for de forudsigelsesmodeller, vi har stiftet bekendtskab med i dette projekt, og derfor var effekten ved at gå over til kontinuerlig handel beskednen.

Kombination af gode og dårlige vind- og vandkraftår

Det modellere nordiske elsystem kan klare et år med særdeles lav vindkraftproduktion i Danmark og lav vandtilstrømning til vandkraftsystemerne i Norge og Sverige uden at der opstår elmangel i systemet. Dette sker ved at kondenskraftproduktionen i Sydsverige øges, der trækkes på vandkraftmagasinerne og der importeres mere fra Tyskland/Belgien/Holland-området.

Et år med særdeles høj vindkraftproduktion og vandtilstrømning fører til, at vandmagasinerne en del af året er helt fyldte og ialt 16,5 TWh vind- og vandkraftproduktion bliver ikke afsat i systemet. I virkelighedens verden ville denne overskudsproduktion dog nok kunne reduceres noget ved et større træk på vandmagasinerne i starten af året. Resten af overskudsproduktionen må eksporteres til Tyskland/Belgien/Holland-området eller Finland, eller benyttes til fjernvarmeproduktion på elkedler, som det sker i dag i vårdår.

Hovedkonklusion

Det er muligt at udnytte det nordiske vandkraftsystem gennem handel på den nordiske elbørs og dermed indpasse vind i det danske energisystem på det høje niveau som Energi 21 forudsætter med en gennemsnitlig omkostning pr. MWh vindkraftproduceret el på ca. 25 kr.

6.2 Vedvarende energi scenariet

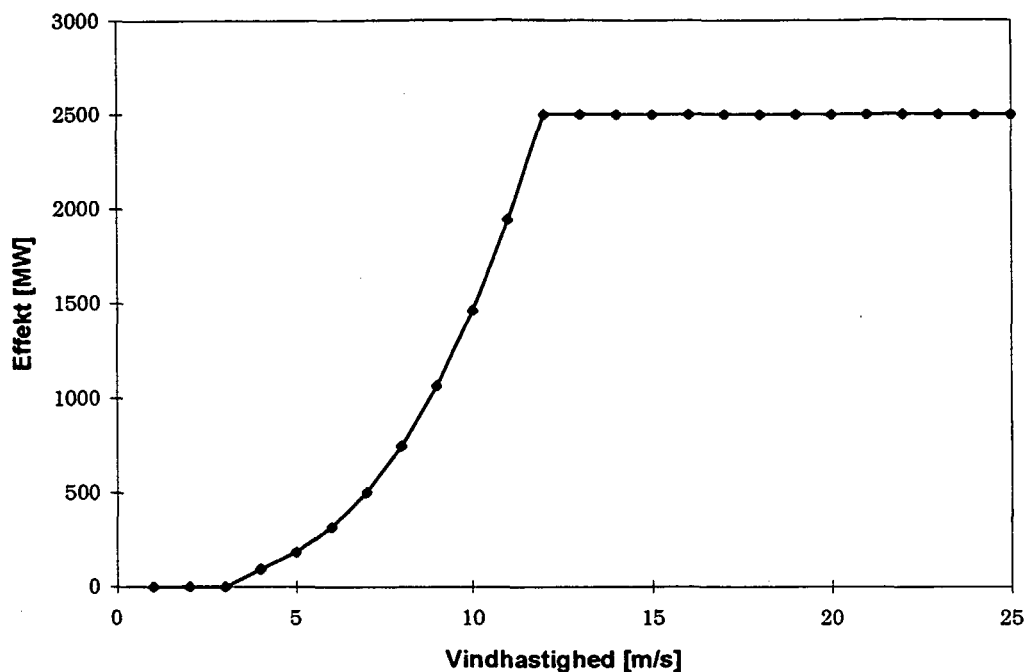
Simuleringerne viser, at gennem samarbejde med vandkraftsystemerne i Norge og Sverige via handel på den nordiske elbørs kan et dansk elsystem baseret næsten udelukkende på vindkraftproduktion fungere, uden at der opstår elmangel eller eloverløb af betydning i det samlede elsystem. Samarbejdet nødvendiggør ikke effektudvidelser i vandkraftsystemet. Til gengæld fandt vi, at en udvidelse af transmissionskapaciteten mellem Østdanmark-Sydsverige på 1800 MW var økonomisk fordelagtig.

Fejlhandlen på elbørsen fra Vest- og Østdanmark udgjorde ca. 40 % af den samlede handel på elbørsen fra disse områder. De samlede omkostninger ved at indregulere vindkraftproduktionen bestod i omkostningerne ved at fejlhandle, tabet ved at noget el ikke blev afsat, udgifter til at dække elmangel i Vestdanmark og omkostningerne ved udvidelsen af transmissionskapaciteten mellem Østdanmark og Sydsverige. De samlede omkostninger pr. MWh vindkraft blev i gennemsnit 43 kr/MWh, hvoraf 72 % bestod i omkostningerne ved fejlhandlen.

Det samlede elsystems reaktion på store udsving i vindkraftproduktionen i Danmark og vandtilstrømningen i Norge og Sverige svarede til reaktionen af elsystemet i Energi 21 planscenariet. Der opstod ikke elmangel af betydning i simuleringen med lav vindkraftproduktion og vandtilstrømning, idet den manglende produktionskapacitet blev erstattet med træk på vandkraftmagasinerne, øget import fra Tyskland/Belgien/Holland-området og øget produktion på kondensværkerne i Sydsverige. Til gengæld var der en meget stor mængde af ikke afsat el, 39,1 TWh, i simuleringen med høj vindkraftproduktion og vandtilstrømning.

Appendix A: Vindmøller

Effektkurven for fremtidens mølle ses i Figur 6-1, som stammer fra (RISØ, ELKRAFT et al. 1995). Tabel 6-1 viser de vigtigste data for møllen.



Figur 6-1 Effektkurve for 2,5 MW mølle år 2030

år	2030
Installeret effekt	2,5 MW
Nav højde	60 m
Rotor diameter	75 m
Omdrejningstal	variabelt
Effektbegrænsning	bladvinkel kontrol
Nettilslutning	frekvensomformer
Maksimal effektivitet	42 %

Tabel 6-1 Data for 2,5 MW vindmølle år

Reference til appendiks A:

RISØ, ELKRAFT, et al. (1995). Teknologi og data. Vedvarende energi i stor skala til el- og varme-
produktion. Bilagsrapport 2.

Appendix B: Værker i de store fjernvarmeområder

Opdaterede på enkelte punkter efter aftale med Energistyrelsen (Pedersen 1997).

Værknavn	Varmeområde	Eleff_ MW	Varmeeff_ MJ/s	Virknings- grad	Cm	Cv	Brændsel- s-mix	Revis- ions- faktor	Tot_vg
Varmepumpe	KBHvand	-86	300	100,00%	-0,286	0	ovv	95%	100%
Varmepumpe	Esbjerg	-34	120	100,0%	-0,286	0,0	ovv	95%	100%
Geotermi2	KBHvand	-85	500	100,0%	-0,170	0,0	ovv	95%	100%
Geotermi	Århus	-43	250	100,0%	-0,170	0,0	ovv	95%	100%
Kedler_Esbjerg	Esbjerg	0	400	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Frederikshavn	Frederikshavn	0	60	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Brønderslev	Brønderslev	0	55	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Grenå	Grenå	0	166	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Helsingør	Helsingør	0	75	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Herning	Herning	0	294	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Hillerød	Hillerød	0	136	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Hjørring	Hjørring	0	60	80,0%	0,0	0,0	kul_LS	100%	80%
Kedler_Holst	Holstebro/Struer	0	198	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Horsens	Horsens	0	105	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Kalundborg	Kalundborg	0	59	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_KBHdamp	KBHdamp	0	1000	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
VEGA_forbr	KBHvand	0	16	75,0%	0,0	0,0	affald	80%	75%
AVV_forbr	KBHvand	0	14	75,0%	0,0	0,0	affald	80%	75%
Kedler_KBHvand	KBHvand	0	1398	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Nyk-F	Nykøbing-F	0	32	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Danisco	Nykøbing-F	0	122	100,0%	0,0	0,0	ovv	25%	100%
Kedler_Næstved	Næstved	0	133	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_Odense	Odense	0	782	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Randers	Randers	0	146	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Rønne	Rønne	0	100	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Rønne-affald	Rønne	0	5	75,0%	0,0	0,0	affald	80%	75%
Kedler_Silkeborg	Silkeborg	0	188	80,0%	0,0	0,0	kul_LS	100%	80%
Kedler_Slagelse	Slagelse	0	108	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Slagelse_forbr2	Slagelse	0	8	75,0%	0,0	0,0	affald	80%	75%
Kedler_Sønderborg	Sønderborg	0	72	95,0%	0,0	0,0	NG.	100%	95%
Kedler_TVIS	TVIS	0	432	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Middelfart_Aff	TVIS	0	7	75,0%	0,0	0,0	affald	80%	75%
Kedler_Viborg	Viborg	0	94	80,0%	0,0	0,0	kul_LS	100%	80%
Kedler_Vordingborg	Vordingborg	0	40	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Åbenrå	Åbenrå	0	104	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Kedler_Ålborg	Ålborg	0	395	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%
Portland/Eternit	Ålborg	0	45,4	100,0%	0,0	0,0	ovv	80%	100%
Kedler_Århus	Århus	0	752	90,0%	0,0	0,0	olie	100%	90%

Fredenkshavn4	Fredenkshavn	3,735	8,3	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Herning4	Herning	4,9365	10,97	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Holstebro2	Holstebro/Struer	30,6	68	27,0%	0,450	0,0	afhætnng	93%	87%
Amagerforbrænding2	KBHvand	27	59	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
KARA2	KBHvand	14	32	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
VF_KV3	KBHvand	33,75	75	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
VF_KV4	KBHvand	33,75	75	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Odense_AffKV2	Odense	13,05	29	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
RenoNord2	Ålborg	8,46	19	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
RenoSyd2	Århus	4,05	9	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Nordfbr_KV2	Helsingør	9,36	21	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Hjørring_affKV2	Hjørring	5,805	13	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
NykøbingF_KV2	Nykøbing-F	8,1	18	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
AarhusNord2	Århus	18	40	27,0%	0,450	0,0	affald	93%	87%
Bio_KAL	Kalundborg	35	54	37,7%	0,500	0,150	halm	93%	87%
Bio_ÅBN	Åbenrå	30	46	37,7%	0,500	0,150	halm	93%	87%
Bio_ODE	Odense	75	115	36,0%	0,500	0,150	Eafgrøder	93%	83%
MAV13	Vordingborg	15	21	39,4%	0,554	0,150	halm	93%	87%
Bio_ÅLB	Ålborg	30	43	39,4%	0,554	0,150	Eafgrøder	93%	87%
Bio_ODE	Odense	90	128	39,4%	0,554	0,150	Eafgrøder	93%	87%
Bio_ESB	Esbjerg	70	99	39,4%	0,554	0,150	halm	93%	87%
Silkeborg2	Silkeborg	40	57	39,4%	0,554	0,150	Eafgrøder	93%	87%
Viborg2	Viborg	30	43	39,4%	0,554	0,150	halm	93%	87%
HelsingørBiogas2	Helsingør	1,335	1,5	40,0%	0,890	0,0	biogas	95%	85%
Fangel2	Odense	0,728	0,819	40,0%	0,890	0,0	biogas	95%	85%
Spørring_Edslev2	Århus	2,608	3	40,0%	0,890	0,0	biogas	95%	85%
Horsens2	Horsens	43	43	44,0%	1,000	0,0	ng-aff	93%	88%
Næstved2	Næstved	48	48	44,0%	1,000	0,0	ng-aff	93%	88%
Sønderborg2	Sønderborg	50	50	44,0%	1,000	0,0	ng-aff	93%	88%
CC_KBH	KBHvand	417,6	240	59,5%	1,600	0,140	NG	95%	89%
CC_ÅRH	Århus	417,6	240	59,5%	1,600	0,140	NG	95%	89%
CC_TVIS	TVIS	427,2	240	61,0%	1,640	0,140	NG	95%	90%
CC_ÅLB	Ålborg	427,2	240	61,0%	1,640	0,140	NG	95%	90%
CC_KBH	KBHvand	427,2	240	61,0%	1,640	0,140	NG	95%	90%
CC_ODE	Odense	498,4	280	61,0%	1,640	0,140	NG	95%	90%

Referencer til appendiks B:

Energistyrelsen (1996). Energi21, Forudsætninger og resultater.

Pedersen, S. L. (1997). Energistyrelsen

Liste over tidligere udkomne tekster
 tilsendes gerne. Henvendelse herom kan
 ske til IMFUFA's sekretariat
 tlf. 46 75 77 11 lokal 2263

-
- 217/92 "Two papers on APPLICATIONS AND MODELLING
 IN THE MATHEMATICS CURRICULUM"
 by: Mogens Niss
- 218/92 "A Three-Square Theorem"
 by: Lars Kadison
- 219/92 "RUPNOK - stationær strømning i elastiske rør"
 af: Anja Boisen, Karen Birkelund, Mette Olufsen
 Vejleder: Jesper Larsen
- 220/92 "Automatisk diagnosticering i digitale kredsløb"
 af: Bjørn Christensen, Ole Møller Nielsen
 Vejleder: Stig Andur Pedersen
- 221/92 "A BUNDLE VALUED RADON TRANSFORM, WITH
 APPLICATIONS TO INVARIANT WAVE EQUATIONS"
 by: Thomas P. Branson, Gestur Ólafsson and
 Henrik Schlichtkrull
- 222/92 On the Representations of some Infinite Dimensional
 Groups and Algebras Related to Quantum Physics
 by: Johnny T. Ottesen
- 223/92 THE FUNCTIONAL DETERMINANT
 by: Thomas P. Branson
- 224/92 UNIVERSAL AC CONDUCTIVITY OF NON-METALLIC SOLIDS AT
 LOW TEMPERATURES
 by: Jeppe C. Dyre
- 225/92 "HATMODELLEN" Impedansspektroskopi i ultrarent
 en-krystallinsk silicium
 af: Anja Boisen, Anders Gorm Larsen, Jesper Varmer,
 Johannes K. Nielsen, Kit R. Hansen, Peter Bøggild
 og Thomas Hougaard
 Vejleder: Petr Viscor
- 226/92 "METHODS AND MODELS FOR ESTIMATING THE GLOBAL
 CIRCULATION OF SELECTED EMISSIONS FROM ENERGY
 CONVERSION"
 by: Bent Sørensen
- 227/92 "Computersimulering og fysik"
 af: Per M.Hansen, Steffen Holm,
 Peter Maibom, Mads K. Dall Petersen,
 Pernille Postgaard, Thomas B.Schrøder,
 Ivar P. Zeck
 Vejleder: Peder Voetmann Christiansen
- 228/92 "Teknologi og historie"
 Fire artikler af:
 Mogens Niss, Jens Høyrup, Ib Thiersen,
 Hans Hedal
- 229/92 "Masser af information uden betydning"
 En diskussion af informationsteorien
 i Tor Nørretranders' "Mærk Verden" og
 en skitse til et alternativ baseret
 på andenordens kybernetik og semiotik.
 af: Søren Brier
- 230/92 "Vinklens tredeling - et klassisk
 problem"
 et matematisk projekt af
 Karen Birkelund, Bjørn Christensen
 Vejleder: Johnny Ottesen
- 231A/92 "Elektrondiffusion i silicium - en
 matematisk model"
 af: Jesper Voetmann, Karen Birkelund,
 Mette Olufsen, Ole Møller Nielsen
 Vejledere: Johnny Ottesen, H.B.Hansen
- 231B/92 "Elektrondiffusion i silicium - en
 matematisk model" Kildetekster
 af: Jesper Voetmann, Karen Birkelund,
 Mette Olufsen, Ole Møller Nielsen
 Vejledere: Johnny Ottesen, H.B.Hansen
- 232/92 "Undersøgelse om den simultane opdagelse
 af energiens bevarelse og isærdeles om
 de af Mayer, Colding, Joule og Helmholtz
 udførte arbejder"
 af: L.Arleth, G.I.Dybkjær, M.T.Østergård
 Vejleder: Dorthe Posselt
- 233/92 "The effect of age-dependent host
 mortality on the dynamics of an endemic
 disease and
 Instability in an SIR-model with age-
 dependent susceptibility
 by: Viggo Andreassen
- 234/92 "THE FUNCTIONAL DETERMINANT OF A FOUR-DIMENSIONAL
 BOUNDARY VALUE PROBLEM"
 by: Thomas P. Branson and Peter B. Gilkey
- 235/92 OVERFLADESTRUKTUR OG POREUDVIKLING AF KOKS
 - Modul 3 fysik projekt -
 af: Thomas Jessen
-

- 236a/93 INTRODUKTION TIL KVANTE HALL EFFEKTEN
af: Anja Boisen, Peter Bøggild
Vejleder: Peder Voetmann Christiansen
Erland Brun Hansen
- 236b/93 STRØMSSAMMENBRUD AF KVANTE HALL EFFEKTEN
af: Anja Boisen, Peter Bøggild
Vejleder: Peder Voetmann Christiansen
Erland Brun Hansen
- 237/93 The Wedderburn principal theorem and Shukla cohomology
af: Lars Kadison
- 238/93 SEMIOTIK OG SYSTEMEGENSKABER (2)
Vektorbånd og tensorer
af: Peder Voetmann Christiansen
- 239/93 Valgsystemer - Modelbygning og analyse Matematik 2. modul
af: Charlotte Gjerrild, Jane Hansen, Maria Hermannsson, Allan Jørgensen, Ragna Clauson-Kaas, Poul Lützen
Vejleder: Mogens Niss
- 240/93 Patologiske eksempler. Om sære matematiske fysiske betydning for den matematiske udvikling
af: Claus Dråby, Jørn Skov Hansen, Runa Ulsøe Johansen, Peter Meibom, Johannes Kristoffer Nielsen
Vejleder: Mogens Niss
- 241/93 FOTOVOLTAISK STATUSNOTAT 1
af: Bent Sørensen
- 242/93 Brovedligeholdelse - bevar mig vel
Analyse af Vejdirektoratets model for optimering af broreparationer
af: Linda Kyndlev, Kare Fundal, Kamma Tulinus, Ivar Zeck
Vejleder: Jesper Larsen
- 243/93 TANKEEKSPERIMENTER I FYSIKKEN
Et 1.modul fysikprojekt
af: Karen Birkelund, Stine Sofia Korremann
Vejleder: Dorthe Posselt
- 244/93 RADONTRANSFORMATIONEN og dens anvendelse i CT-scanning
Projektrapport
af: Trine Andreasen, Tine Guldager Christiansen, Nina Skov Hansen og Christine Iversen
Vejledere: Gestur Olafsson og Jesper Larsen
- 245a+b /93 Time-Of-Flight målinger på krystallinske halvledere
Specialerapport
af: Linda Szkotak Jensen og Lise Odgaard Gade
Vejledere: Petr Viscor og Niels Boye Olsen
- 246/93 HVERDAGSVIDEN OG MATEMATIK - LÆREPROCESSER I SKOLEN
af: Lena Lindenskov, Statens Humanistiske Forskningsråd, RUC, IMPUFA
- 247/93 UNIVERSAL LOW TEMPERATURE AC CONDUCTIVITY OF MACROSCOPICALLY DISORDERED NON-METALS
by: Jeppe C. Dyre
- 248/93 DIRAC OPERATORS AND MANIFOLDS WITH BOUNDARY
by: B. Booss-Bavnbek, K.P.Wojciechowski
- 249/93 Perspectives on Teichmüller and the Jahresbericht Addendum to Schappacher, Scholz, et al.
by: B. Booss-Bavnbek
With comments by W.Abikoff, L.Ahlfors, J.Cerf, P.J.Davis, W.Fuchs, F.P.Gardiner, J.Jost, J.-P.Kahane, R.Lohan, L.Lorch, J.Radkau and T.Söderqvist
- 250/93 EULER OG BOLZANO - MATEMATISK ANALYSE SET I ET VIDENSKABSTEORETISK PERSPEKTIV
Projektrapport af: Anja Juul, Lone Michelsen, Tomas Højgård Jensen
Vejleder: Stig Andur Pedersen
- 251/93 Genotypic Proportions in Hybrid Zones
by: Freddy Bugge Christiansen, Viggo Andreasen and Ebbe Thue Poulsen
- 252/93 MODELLERING AF TILFELDIGE FÆNOMENER
Projektrapport af: Birthe Friis, Lisbeth Helmsgaard, Kristina Charlotte Jakobsen, Marina Mosbæk Johannessen, Lotte Ludvigsen, Mette Hass Nielsen
- 253/93 Kuglepakning
Teori og model
af: Lise Arleth, Kåre Fundal, Nils Kruse
Vejleder: Mogens Niss
- 254/93 Regressionsanalyse
Materiale til et statistikkursus
af: Jørgen Larsen
- 255/93 TID & BETINGET UAFHÆNGIGHED
af: Peter Harremoës
- 256/93 Determination of the Frequency Dependent Bulk Modulus of Liquids Using a Piezo-electric Spherical Shell (Preprint)
by: T. Christensen and N.B.Olsen
- 257/93 Modellering af dispersion i piezoelektriske keramikker
af: Pernille Postgaard, Jannik Rasmussen, Christina Specht, Mikko Østergård
Vejleder: Tage Christensen
- 258/93 Supplerende kursusmateriale til "Lineære strukturer fra algebra og analyse"
af: Mogens Brun Heefelt
- 259/93 STUDIES OF AC HOPPING CONDUCTION AT LOW TEMPERATURES
by: Jeppe C. Dyre
- 260/93 PARTITIONED MANIFOLDS AND INVARIANTS IN DIMENSIONS 2, 3, AND 4
by: B. Booss-Bavnbek, K.P.Wojciechowski

- 261/93 OPGAVESAMLING
Bredde-kursus i Fysik
Eksamensopgaver fra 1976-93
- 262/93 Separability and the Jones Polynomial
by: Lars Kadison
- 263/93 Supplerende kursusmateriale til "Lineære strukturer fra algebra og analyse" II
af: Mogens Brun Heefelt
- 264/93 FOTOVOLTAISK STATUSNOTAT 2
af: Bent Sørensen
-
- 265/94 SPHERICAL FUNCTIONS ON ORDERED SYMMETRIC SPACES
To Sigurdur Helgason on his sixtyfifth birthday
by: Jacques Faraut, Joachim Hilgert and Gestur Olafsson
- 266/94 Kommensurabilitets-oscillationer i laterale supergitre
Fysikspeciale af: Anja Boisen, Peter Bøggild, Karen Birkelund
Vejledere: Rafael Taboryski, Poul Erik Lindelof, Peder Voetmann Christiansen
- 267/94 Kom til kort med matematik på Eksperimentarium - Et forslag til en opstilling
af: Charlotte Gjerrild, Jane Hansen
Vejleder: Bernhelm Booss-Bavnbek
- 268/94 Life is like a sewer ...
Et projekt om modellering af aorta via en model for strømning i kloakrør
af: Anders Marcussen, Anne C. Nilsson, Lone Michelsen, Per M. Hansen
Vejleder: Jesper Larsen
- 269/94 Dimensionsanalyse en introduktion metaprojekt, fysik
af: Tine Guldager Christiansen, Ken Andersen, Nikolaj Hermann, Jannik Rasmussen
Vejleder: Jens Højgaard Jensen
- 270/94 THE IMAGE OF THE ENVELOPING ALGEBRA AND IRREDUCIBILITY OF INDUCED REPRESENTATIONS OF EXPONENTIAL LIE GROUPS
by: Jacob Jacobsen
- 271/94 Matematikken i Fysikken. Opdaget eller opfundet NAT-BAS-projekt
vejleder: Jens Højgaard Jensen
- 272/94 Tradition og fornyelse
Det praktiske eleverarbejde i gymnasiets fysikundervisning, 1907-1988
af: Kristian Hoppe og Jeppe Guldager
Vejledning: Karin Beyer og Nils Hybel
- 273/94 Model for kort- og mellemdistanceløb
Verifikation af model
af: Lise Fabricius Christensen, Helle Pilemann, Bettina Sørensen
Vejleder: Mette Olufsen
- 274/94 MODEL 10 - en matematisk model af intravenøse anæstetikas farmakokinetik
3. modul matematik, forår 1994
af: Trine Andreassen, Bjørn Christensen, Christine Green, Anja Skjoldborg Hansen, Lisbeth Helmgaard
Vejledere: Viggo Andreassen & Jesper Larsen
- 275/94 Perspectives on Teichmüller and the Jahresbericht 2nd Edition
by: Bernhelm Booss-Bavnbek
- 276/94 Dispersionsmodellering
Projektrapport 1. modul
af: Gitte Andersen, Rehannah Borup, Lisbeth Friis, Per Gregersen, Kristina Vejre
Vejleder: Bernhelm Booss-Bavnbek
- 277/94 PROJEKTARBEJDSPÆDAGOGIK - Om tre tolkninger af problemorienteret projektarbejde
af: Claus Flensted Behrens, Frederik Voetmann Christiansen, Jørn Skov Hansen, Thomas Thingstrup
Vejleder: Jens Højgaard Jensen
- 278/94 The Models Underlying the Anaesthesia Simulator Sophus
by: Mette Olufsen(Math-Tech), Finn Nielsen (RISØ National Laboratory), Per Føge Jensen (Herlev University Hospital), Stig Andur Pedersen (Roskilde University)
- 279/94 Description of a method of measuring the shear modulus of supercooled liquids and a comparison of their thermal and mechanical response functions.
af: Tage Christensen
- 280/94 A Course in Projective Geometry
by Lars Kadison and Matthias T. Kromann
- 281/94 Modellering af Det Cardiovasculære System med Neural Puls kontrol
Projektrapport udarbejdet af:
Stefan Frello, Runa Ulsøe Johansen, Michael Poul Curt Hansen, Klaus Dahl Jensen
Vejleder: Viggo Andreassen
- 282/94 Parallele algoritmer
af: Erwin Dan Nielsen, Jan Danielsen, Niels Bo Johansen

- 283/94 Grænser for tilfældighed
(en kaotisk talgenerator)
af: Erwin Dan Nielsen og Niels Bo Johansen
- 284/94 Det er ikke til at se det, hvis man ikke
lige ve' det!
Gymnasie matematikkens begrundelsesproblem
En specialerapport af Peter Hauge Jensen
og Linda Kyndlev
Vejleder: Mogens Niss
- 285/94 Slow coevolution of a viral pathogen and
its diploid host
by: Viggo Andreasen and
Freddy B. Christiansen
- 286/94 The energy master equation: A low-temperature
approximation to Bässler's random walk model
by: Jeppe C. Dyre
- 287/94 A Statistical Mechanical Approximation for the
Calculation of Time Auto-Correlation Functions
by: Jeppe C. Dyre
- 288/95 PROGRESS IN WIND ENERGY UTILIZATION
by: Bent Sørensen
- 289/95 Universal Time-Dependence of the Mean-Square
Displacement in Extremely Rugged Energy
Landscapes with Equal Minima
by: Jeppe C. Dyre and Jacob Jacobsen
- 290/95 Modellering af uregelmæssige bølger
Et 3. modul matematik projekt
af: Anders Marcussen, Anne Charlotte Nilsson,
Lone Michelsen, Per Mørkegaard Hansen
Vejleder: Jesper Larsen
- 291/95 1st Annual Report from the project
LIFE-CYCLE ANALYSIS OF THE TOTAL DANISH
ENERGY SYSTEM
an example of using methods developed for the
OECD/IEA and the US/EU fuel cycle externality study
by: Bent Sørensen
- 292/95 Fotovoltaisk Statusnotat 3
af: Bent Sørensen
- 293/95 Geometridiskussionen - hvor blev den af?
af: Lotte Ludvigsen & Jens Frandsen
Vejleder: Anders Madsen
- 294/95 Universets udvidelse -
et metaprojekt
Af: Jesper Duelund og Birthe Friis
Vejleder: Ib Lundgaard Rasmussen
- 295/95 A Review of Mathematical Modeling of the
Controlled Cardiovascular System
By: Johnny T. Ottesen
- 296/95 RETIKULER den klassiske mekanik
af: Peder Voetmann Christiansen
- 297/95 A fluid-dynamical model of the aorta with
bifurcations
by: Mette Olufsen and Johnny Ottesen
- 298/95 Mordet på Schrödingers kat - et metaprojekt om
to fortolkninger af kvantemekanikken
af: Maria Hermannsson, Sebastian Horst,
Christina Specht
Vejledere: Jeppe Dyre og Peder Voetmann Christiansen
- 299/95 ADAM under figenbladet - et kig på en samfunds-
videnskabelig matematisk model
Et matematisk modelprojekt
af: Claus Dræby, Michael Hansen, Tomas Højgård Jensen
Vejleder: Jørgen Larsen
- 300/95 Scenarios for Greenhouse Warming Mitigation
by: Bent Sørensen
- 301/95 TOK Modellering af træers vækst under påvirkning
af ozon
af: Glenn Møller-Holst, Marina Johannessen, Birthe
Nielsen og Bettina Sørensen
Vejleder: Jesper Larsen
- 302/95 KOMPRESSORER - Analyse af en matematisk model for
aksialkompressor
Projektrapport af: Stine Bøggild, Jakob Hilmer,
Pernille Postgaard
Vejleder: Viggo Andreasen
- 303/95 Masterlignings-modeller af Glasovergangen
Termisk-Mekanisk Relaksation
Specialerapport udarbejdet af:
Johannes K. Nielsen, Klaus Dahl Jensen
Vejledere: Jeppe C. Dyre, Jørgen Larsen
- 304a/95 STATISTIKNOTER Simple binomialfordelingsmodeller
af: Jørgen Larsen
- 304b/95 STATISTIKNOTER Simple normalfordelingsmodeller
af: Jørgen Larsen
- 304c/95 STATISTIKNOTER Simple Poissonfordelingsmodeller
af: Jørgen Larsen
- 304d/95 STATISTIKNOTER Simple multinomialfordelingsmodeller
af: Jørgen Larsen
- 304e/95 STATISTIKNOTER Mindre matematisk-statistisk opslagsværk
indeholdende bl.a. ordforklaringer, resuméer og
tabeller
af: Jørgen Larsen

- 305/95 The Maslov Index:
A Functional Analytical Definition
And The Spectral Flow Formula
By: B. Booss-Bavnbek, K. Furutani
- 306/95 Goals of mathematics teaching
Preprint of a chapter for the forthcoming International Handbook of Mathematics Education (Alan J. Bishop, ed)
By: Mogens Niss
- 307/95 Habit Formation and the Thirdness of Signs
Presented at the semiotic symposium
The Emergence of Codes and Intensions as a Basis of Sign Processes
By: Peder Voetmann Christiansen
- 308/95 Metaforer i Fysikken
af: Marianne Wilcken Bjerregaard, Frederik Voetmann Christiansen, Jørn Skov Hansen, Klaus Dahl Jensen, Ole Schmidt
Vejledere: Peder Voetmann Christiansen og Petr Viscor
- 309/95 Tiden og Tanken
En undersøgelse af begrebsverdenen Matematik udført ved hjælp af en analogi med tid
af: Anita Stark og Randi Petersen
Vejleder: Bernhelm Booss-Bavnbek
-
- 310/96 Kursusmateriale til "Lineære strukturer fra algebra og analyse" (E1)
af: Mogens Brun Heefelt
- 311/96 2nd Annual Report from the project LIFE-CYCLE ANALYSIS OF THE TOTAL DANISH ENERGY SYSTEM
by: Hélène Connor-Lajambe, Bernd Kuemmel, Stefan Krüger Nielsen, Bent Sørensen
- 312/96 Grassmannian and Chiral Anomaly
by: B. Booss-Bavnbek, K.P. Wojciechowski
- 313/96 THE IRREDUCIBILITY OF CHANCE AND THE OPENNESS OF THE FUTURE
The Logical Function of Idealism in Peirce's Philosophy of Nature
By: Helmut Pape, University of Hannover
- 314/96 Feedback Regulation of Mammalian Cardiovascular System
By: Johnny T. Ottesen
- 315/96 "Rejsen til tidens indre" - Udarbejdelse af et manuskript til en fjernsynsudsendelse + manuskript
af: Gunhild Hune og Karina Goyle
Vejledere: Peder Voetmann Christiansen og Bruno Ingemann
- 316/96 Plasmaoscillation i natriumklynger
Specialerapport af: Peter Meibom, Mikko Østergård
Vejledere: Jeppe Dyre & Jørn Borggreen
- 317/96 Poincaré og symplektiske algoritmer
af: Ulla Rasmussen
Vejleder: Anders Madsen
- 318/96 Modelling the Respiratory System
by: Tine Guldager Christiansen, Claus Dræby
Supervisors: Viggo Andreasen, Michael Danielsen
- 319/96 Externality Estimation of Greenhouse Warming Impacts
by: Bent Sørensen
- 320/96 Grassmannian and Boundary Contribution to the -Determinant
by: K.P. Wojciechowski et al.
- 321/96 Modelkompetencer - udvikling og afprøvning af et begrebsapparat
Specialerapport af: Nina Skov Hansen, Christine Iversen, Kristin Troels-Smith
Vejleder: Morten Blomhøj
- 322/96 OPGAVESAMLING
Bredde-Kursus i Fysik 1976 - 1996
- 323/96 Structure and Dynamics of Symmetric Diblock Copolymers
PhD Thesis
by: Christine Maria Papadakis
- 324/96 Non-linearity of Baroreceptor Nerves
by: Johnny T. Ottesen
- 325/96 Retorik eller realitet?
Anvendelser af matematik i det danske Gymnasiums matematikundervisning i perioden 1903 - 88
Specialerapport af Helle Pilemann
Vejleder: Mogens Niss
- 326/96 Bevisteorier
Eksemplificeret ved Gentzens bevis for konsistensen af teorien om de naturlige tal
af: Gitte Andersen, Lise Mariane Jeppesen, Klaus Frovin Jørgensen, Ivar Peter Zeck
Vejledere: Bernhelm Booss-Bavnbek og Stig Andur Pedersen
- 327/96 NON-LINEAR MODELLING OF INTEGRATED ENERGY SUPPLY AND DEMAND MATCHING SYSTEMS
by: Bent Sørensen
- 328/96 Calculating Fuel Transport Emissions
by: Bernd Kuemmel

- 329/96 The dynamics of cocirculating influenza strains conferring partial cross-immunity and
A model of influenza A drift evolution
by: Viggo Andreasen, Juan Lin and Simon Levin
- 330/96 LONG-TERM INTEGRATION OF PHOTOVOLTAICS INTO THE GLOBAL ENERGY SYSTEM
by: Bent Sørensen
- 331/96 Viskøse fingre
Specialerapport af:
Vibeke Orlien og Christina Specht
Vejledere: Jacob M. Jacobsen og Jesper Larsen
-
- 332/97 ANOMAL SWELLING AF LIPIDE DOBBELTLAG
Specialerapport af:
Stine Sofia Korremann
Vejleder: Dorthe Posselt
- 333/97 Biodiversity Matters
an extension of methods found in the literature on monetisation of biodiversity
by: Bernd Kuemmel
- 334/97 LIFE-CYCLE ANALYSIS OF THE TOTAL DANISH ENERGY SYSTEM
by: Bernd Kuemmel and Bent Sørensen
- 335/97 Dynamics of Amorphous Solids and Viscous Liquids
by: Jeppe C. Dyre
- 336/97 PROBLEM-ORIENTATED GROUP PROJECT WORK AT ROSKILDE UNIVERSITY
by: Kathrine Legge
- 337/97 Verdensbankens globale befolkningsprognose - et projekt om matematisk modellering
af: Jørn Chr. Bendtsen, Kurt Jensen,
Per Pauli Petersen
Vejleder: Jørgen Larsen
- 338/97 Kvantisering af nanolederes elektriske ledningsevne
Første modul fysikprojekt
af: Søren Dam, Esben Danielsen, Martin Niss,
Esben Friis Pedersen, Frederik Resen Steenstrup
Vejleder: Tage Christensen
- 339/97 Defining Discipline
by: Wolfgang Coy
- 340/97 Prime ends revisited - a geometric point of view -
by: Carsten Lunde Petersen
- 341/97 Two chapters on the teaching, learning and assessment of geometry
by Mogens Niss
- 342/97 LONG-TERM SCENARIOS FOR GLOBAL ENERGY DEMAND AND SUPPLY
A global clean fossil scenario discussion paper prepared by Bernd Kuemmel
Project leader: Bent Sørensen