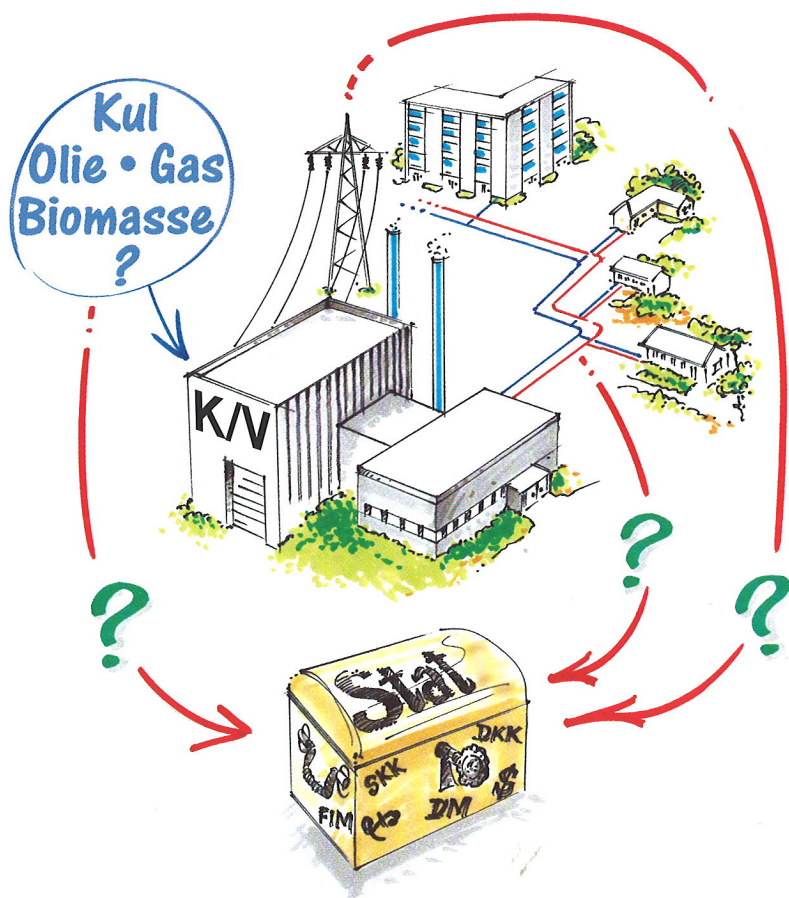


# Kraftvarme og beskatning i et liberaliseret nordisk elmarked

Af Ole Jess Olsen og Jesper Munksgaard





SEKRETARIATET

DANSKE  
FJERNVARMEVÆRKERES  
FORENING

**Nordvarme-rapport:  
Kraftvarme og energibeskatning  
på et liberaliseret nordisk elmarked.**

»FJERNVARMENS HUS«  
Galgebjergvej 44 – 6000 Kolding  
Telefon 76 30 80 00  
Telefax 75 52 89 62  
Giro 1 15 88 48

September 1997

**Forord**

Nordvarme har ladet Ole Jess Olsen, RUC og Jesper Munksgaard, AKF, udarbejde en rapport der belyser kraftvarens konkurrencemuligheder på et liberaliseret nordisk elmarked. Der er især lagt vægt på at analysere hvorledes den eksisterende energibeskatning påvirker konkurrenceevnen. Derudover beregnes konsekvenserne for konkurrenceevnen af en tænkt situation, hvor de nordiske lande alle anvender en energibeskatning svarende til den, der blev foreslået for EU af EU-kommissionen tilbage i 1992.

Analysen omfatter Sverige, Finland og Danmark, og i beregningerne indgår følgende kraftvarmeteknologier: gasmotor, gasturbine, naturgas-combined cycle, kul, halm, tørv, og flis. Disse kraftvarmeteknologier sammenlignes med følgende teknologier, der producerer el alene: gaskondens, kulkondens, vandkraft, A-kraft og vindmøller.

Analysen demonstrerer, at alle kraftvarmeteknologierne undtagen én kan konkurrere med el-alene teknologierne. Dette gælder både med hensyn til lang- og kortsigtede marginalomkostninger, når der ses bort fra afgifter. Undtagelsen er den meget dyre halmbaserede kraftvarme.

Herefter inddrages energiafgiftssystemerne i de enkelte lande i analysen. Denne viser, at kraftvarmen stadig er konkurrencedygtig indenfor de enkelte landes afgiftssystemer, men at forskellen mellem afgiftssystemerne vil give stærkt varierende konkurrenceevne på elmarkedet for den samme teknologi afhængig af, hvilket land den placeres i.

DFF er helt enig i rapportens konklusioner på baggrund af de anvendte forudsætninger og udgiver derfor rapporten på dansk.

Forudsætningerne for rapportens beregninger, der afspejler et fælles nordiske elmarked, svarer imidlertid efter DFFs opfattelse ikke helt til den øjeblikkelige virkelighed for de eksisterende danske kraftvarmeværker, som f.eks. belastes af væsentlig højere brændselspriser end dem der vil gøre sig gældende på frie brændselsmarkeder. Derfor kan ikke alle rapportens konklusioner overføres på de eksisterende danske forhold. Derfor har Foreningen gennemført beregninger svarende til rapportens, men med forudsætninger svarende til dagens danske virkelighed. Resultaterne heraf gengives i rapportens appendix 1.

Direktør Erling Petersen  
DFF



– Der er Fremtid i Fjernvarme...

## Indholdsfortegnelse

### Sammenfatning

#### 1. Introduktion

#### 2. Beskatning af varme og el i de nordiske lande

- 2.1. Brændsels - og forbrugsafgifter
- 2.2. Statens provenu fra elafgifter

#### 3. Forskellige elproduktionsteknologiers konkurrenceevne

- 3.1. Fordeling af omkostninger ved samproduktion af varme og el
  - 3.1.1. Priser i et åbent nordisk elmarked
- 3.2. De udvalgte varme- og elproduktionsteknologier
- 3.3. Produktionsomkostninger og kraftvarmens konkurrenceevne

#### 4. Principper for anvendelse af energiafgifter

- 4.1. Principper for energibeskatning
- 4.2. Stemmer de nordiske energiafgifter overens med disse principper?
- 4.3. Forslag til en fælles nordisk afgiftsstruktur

#### 5. Konklusioner

### Litteratur

*Vi vil gerne takke Erik Larsson, Birger Lauersen, Erling Petersen, Tero Mäkelä, Poul Erik Grohneit, Anders Larsen og Jørgen Birk Mortensen for nyttige kommentarer.*



**Ole Jess Olsen**, dr.scient.adm., professor i planlægning ved Institut for miljø, teknologi og samfund, Roskilde Universitet. Fra 1991-94 var han forskningsprofessor ved Nordisk Ministerråds energiforskningsprogram, Energi og Samfund. Har gennem en del år beskæftiget sig med regulering af offentlige forsyningsmonopoler (telekommunikation, kollektiv transport og ledningsbunden energi). I de senere år har han især brugt sin forskningstid på at undersøge konsekvenser af konkurrence i elsektoren.



**Jesper Munksgaard**, ph.d. cand. polit., seniorforsker hos AKF (Amternes og Kommunernes Forskningsinstitut) siden 1994, hvor hovedemnerne i hans arbejde er energi- og miljøøkonomi, samfundsøkonomisk projektvurdering, elmarkedet og input-output analyse. Har på det seneste været involveret i forskning vedrørende miljøeffekter af privat forbrug, miljømål og samfundsøkonomi samt samfundsøkonomiske vurderinger i energiplanlægningen.

*Trykt i Danmark af Strandberg Grafisk A/S, sept. 1997.  
Oplag: 800.*

## Sammenfatning

I denne rapport diskuteres konsekvenserne af liberaliseringen af det nordiske elmarked for kraftvarmen, dvs. for samproduktion af varme og el. Der er lagt særlig vægt på betydningen af de nordiske landes helt forskellige beskatningssystemer. Nogle af hovedspørgsmålene, som besvares i rapporten, er: Hvilke kraftvarmeteknologier er i stand til at konkurrere i et liberaliseret elmarked? Hvad er konsekvenserne af de forskellige afgiftsstrukturer i de nordiske lande for den grænseoverskridende konkurrence? Hvilke principper burde anvendes, hvis en fælles nordisk afgiftsstruktur skulle etableres? Følgende lande er omfattet af studiet: Danmark, Finland, Norge og Sverige.

Kraftvarme (KV) yder i de nordiske lande et større bidrag til energiforsyningen end noget andet sted i verden. Elektricitet produceret på kraftvarmeværker står for 15 procent af elproduktionen i Norden (77 procent i Danmark og 32 procent i Finland). Andelen af varmemarkedet er af en lignende størrelse. Kraftvarmeproduktionens potentielle andel af det nordiske elmarked er meget større end de 15 procent, da mange eksisterende varmekedler kan erstattes af kraftvarmeværker.

Beskatning af energi har stor indflydelse på kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne. Beskatningssystemerne afviger betydeligt mellem de fire nordiske lande, både med hensyn til typen af anvendte afgifter (produktions- eller forbrugsafgifter) og til afgifternes fordeling på de forskellige energityper. Produktionsafgifter (brændselsafgifter) bruges typisk til beskatning af varmeproduktion, hvorimod elektricitet for det meste beskattes hos forbrugeren.

Finland repræsenterede, indtil 1997, undtagelsen fra det generelle billede, idet brændselsafgifter anvendtes til både varme og el. Afgiften var bestemt af energi- og CO<sub>2</sub>-indholdet i det anvendte brændsel. Finland har i 1997 erstattet brændselsafgiften på produktion af elektricitet med en forbrugsafgift. I Danmark er der meget store forskelle i beskatning og afgiftsfordeling. Det samme brændsel er højt beskattet, når det bruges til varmeproduktion og overhovedet ikke beskattet, når det bruges til elproduktion - nogle brændsler er endda subsidierede. Husholdninger betaler meget høje afgifter, mens virksomheder betaler meget lave afgifter. Det svenske afgiftssystem befinder sig et sted midt imellem, med brændselsafgifter for varme og en kombination af produktions- og forbrugsafgifter for elektricitet.

Til analysen af kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne har vi udvalgt otte forskellige KV-teknologier (tre af dem er gasfyrede, én kulfyret, én halmfyret, én tørvfyret og én fyret med træflis) og fem teknologier til elproduktion alene (gas- hhv. kulfyret kondensproduktion, vand-, kerne- og vindkraft). Ved at antage en given markedspris for varme, beregnes produktionsomkostninger for el, og ved at antage en given markedspris for el beregnes produktionsomkostninger for varme for hver af kraftvarmeteknologierne. Den forudsatte markedspris for varme er givet af produktionsomkostningerne for en varmekedel, mens den forudsatte markedspris for el er bestemt ved modelsimulationer af et åbent nordisk elmarked.

Vores analyse demonstrerer, at de fleste kraftvarmeteknologier kan konkurrere med kraftværker, der alene producerer el, fordi indtægterne fra varmesalget er så store, at de bringer produktionsomkostningerne for el ned under niveauet for et kraftværk. Og kraftvarmeværkerne er konkurrencedygtige både på kort og lang sigt. Hovedundtagelsen er den meget dyre halmfyrede kraftvarmeteknologi.

Analysen er blevet udvidet ved at indregne virkningerne af såvel det eksisterende afgiftssystem (i 1996) i Danmark, Finland og Sverige som den kombinerede energi- og CO<sub>2</sub>-afgift, som blev foreslået i 1992 af Den Europæiske Kommission. Hvert enkelt af de fire afgiftssystemer beskytter kraftvarmens konkurrenceevne. F.eks. hvis en given kraftvarmeteknologi er konkurrencedygtig uden afgifter, vil den forblive sådan i et lukket marked, hvor enten danske, finske, svenske eller europæiske afgifter er anvendt. Imidlertid resulterer de fire afgiftssystemer i meget forskellige omkostninger ved den samme teknologi og somme tider også i forskellig rangordning af de teknologier, der er omfattet af vores analyse. Konsekvensen af dette er, at den samme kraftvarmeteknologi i et elmarked med grænseoverskridende konkurrence udsættes for meget forskellige vilkår, hvis de eksisterende afgiftssystemer i de nordiske lande får lov til at bestå.

Der er gode økonomiske begrundelser for at anvende afgifter til at opnå miljømålsætninger. De samfundsøkonomiske omkostninger af sådanne afgifter kan være lavere end omkostningerne ved andre reguleringsmidler som f.eks. administrativ regulering. Det kan anskueliggøres ved, at en given reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen fra de nordiske lande kan opnås med meget lavere omkostninger ved en kombination af brændselsafgifter og

et åbent nordisk elmarked end ved en fortsættelse af de nuværende nationale politikker og lukkede elmarkeder. Men for at opnå denne målsætning skal afgifterne levere klare, direkte og relevante signaler omkring de miljømæssige omkostninger. Ved afgiftspålæggelse af el og varme bør produktionsafgifter (brændselsafgifter) foretrækkes fremfor forbrugsafgifter, eftersom producenterne er bedre informeret om de tekniske muligheder for at reducere forureningen og er mere tilbøjelige til at reagere på prissignaler, end forbrugerne er. Den samme emission bør være genstand for den samme afgiftsbyrde, uanset hvor den kommer fra. For at opnå dette, og for at undgå urimelig og ineffektiv konkurrence, bør produktionsafgifter introduceres internationalt.

Det nuværende nordiske afgiftssystem for varme og el er langt fra dette mål. Og den seneste finske beslutning om at afskaffe brændselsafgifter på el og erstatte dem med en forbrugsafgift er ud fra et miljøsynspunkt et skridt i den forkerte retning. Et skridt i den rigtige retning vil være at indføre den finske brændselsafgift (eller som et nærliggende alternativ den afgift, der er foreslået af Den Europæiske Kommission) i de andre nordiske lande.

En fælles nordisk brændselsafgift vil understøtte konkurrenceevnen for kraftvarme, som opfattes som gavnlig for miljøet på grund kraftvarmeproduktionens høje energieffektivitet. En fælles brændselsafgift er forenelig med et konkurrencedygtigt elmarked og er derfor en effektiv politik, der vil fremme kraftvarmeproduktionen bedre end de nuværende nationale politikker.

Introduktionen af en fælles brændselsafgift, som den finske, i de andre nordiske lande vil give den danske stat et væsentligt lavere provenu, end det som de nuværende forbrugsafgifter giver. Men ved at supplere med en forbrugsafgift er det mulig at skaffe det manglende provenu. En forbrugsafgift har den fordel, at den ikke har indflydelse på de forskellige el- og kraftvarmeteknologiers konkurrenceevne på markedet. Forbrugsafgifter kan således fastlægges individuelt af hvert enkelt land for at tilgodese landets fiskale målsætninger.

## 1. Introduktion

Denne rapport handler om virkningerne af nationale energiafgifter på kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne i et liberaliseret nordisk elmarked. Den eksisterende afgiftsbelæggelse af energi varierer væsentligt mellem de nordiske lande.<sup>1</sup> Varme- og elafgifter er ingen undtagelse. Så længe forsyningen med fjernvarme og el var organiseret som nationale og regionale monopoler, gav sådanne variationer ikke problemer for valget af energiforsyning.

Efter dereguleringen af det nordiske elmarked er dette ikke længere tilfældet. Det norske marked blev åbnet for konkurrence i 1991, mens Finland og Sverige fulgte den samme kurs i 1995-1996 (jvf. Larsen og Olsen, 1995. ). En fælles norsk-svensk elbørs blev oprettet i januar 1996, hvorved der skabtes et fælles elmarked for de to lande. Liberaliseringen af elforsyningsindustrien i de tre lande har givet alle forbrugere adgang til alle nationale forsyningsselskaber og ligeledes til forsyningsselskaber i nabolandene. Liberaliseringen i Danmark er endnu ikke nået så langt - kun meget store kunder og distributionsselskaber (med et årsforbrug på over 100 GWh) har fået adgang til at købe elektricitet direkte fra producenterne (tredjeparts adgang). Den begrænsede åbning af det danske marked vil ikke desto mindre være nok til at udsætte elproducenterne for konkurrence.

Samproduktion af varme og el har stor aktuel og potentiel virkning på elforsyningen i Norden<sup>2</sup>. Det bliver opfattet som en miljømæssigt fordelagtig teknologi på grund af dens høje energieffektivitet, sammenlignet med konventionelle kraftværker.<sup>3</sup> Kraftvarme (KV) bruges i kombination med både fjernvarmeforsyning, der dækker en stor del af varmeforsyningen i Danmark, Finland og Sverige (jvf. tabel 1), og med industriel kraftvarme (specielt i Finland og Sverige). I Danmark og Finland er hovedparten af fjernvarmen produceret som kraftvarme. I Sverige kommer det meste fjernvarme fra varmekedler, hvilket betyder, at landet har store muligheder for at udvide kraftvarmeproduktionen. Den eventuelle udnyttelse af dette potentiale vil mest af alt afhænge af de fremtidige politiske beslutninger vedrørende kernekraften.

<sup>1</sup> *Aktuelt udgør kraftvarmen 16 procent af den totale varmeforsyning og kan potentielt udgøre mere end 30 procent.*

<sup>2</sup> *Island er ikke medtaget i denne rapport.*

<sup>3</sup> *Den totale energieffektivitet af en gasturbine er omkring 50 %, når den kun bliver brugt til elproduktion, sammenlignet med 90%, hvis al varmen udnyttes (se tabel 6).*



Det nordiske marked for el er domineret af vand- og kernekraft. (jvf. tabel 2). På grund af begrænsede vandkraftressourcer og på grund af politiske holdninger vil der sandsynligvis ikke blive bygget megen ny vand- og kernekraft. Det betyder, at fossile brændsler (kul og gas) og vedvarende energi (biobrændsel og vindenergi) vil være de relevante alternativer for valget af nye el- og KV-værker i det nordiske område. El produceret på kraftvarmeværker står for omkring 15 procent<sup>4</sup> af den totale elproduktion og er en åbenlys kandidat for ny produktionskapacitet.

I de følgende afsnit analyserer vi virkningerne af de eksisterende energifgifter på kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne i et åbent elmarked. De nuværende energifgifter i de fire nordiske lande og deres fordeling på produktions- og forbrugsafgifter præsenteres i afsnit 2. Omkostningerne ved forskellige kraftvarmeteknologier og beskatningens indflydelse på deres konkurrenceevne analyseres i afsnit 3. Nogle økonomiske principper vedrørende energifgifter præsenteres i afsnit 4 og sammenlignes med eksisterende afgifter på varme og el i de nordiske lande. Konsekvenserne af at indføre et mere effektivt afgiftssystem diskuteres også i dette afsnit.

**Tabel 1. Varmeproduktionen i de nordiske lande i 1995 (i TWh)**

Type:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Total
Fjernvarme	28	25	1	39	93
- heraf kraftvarme	18	19	0	8	44
Elektricitet	3	8	35	28	74
Olie	14	17	7	27	65
Naturgas	10	1	0	2	13
Biobrændsler (træ, strå etc.)	3	4	7	16	30
Sum	58	55	50	112	275

Kilde: Nordvarme, 1996.

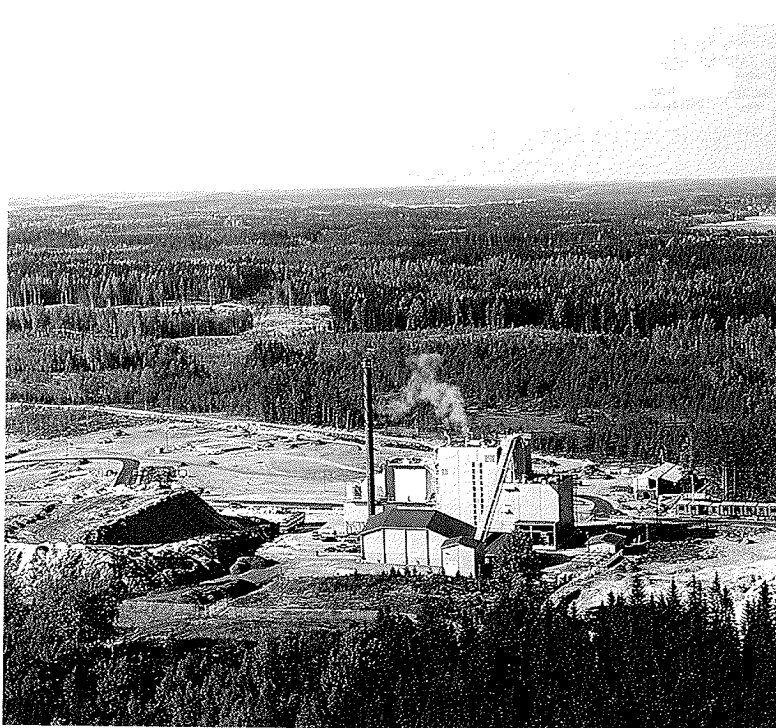
<sup>4</sup> I dette tal er medtaget al elproduktion fra de danske udtags/kondensværker.

**Tabel 2. Elproduktionen i de nordiske lande i 1995 (i TWh)**

Type:	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Total
Vandkraft	0	12	120	67	199
Kernekraft	0	18	0	67	85
Kraftvarme <sup>1</sup>	27	20	0	9	56
Kondenskraft	8	12	0	1	21
Sum	35	62	120	144	361

*1. Inklusiv industriel kraftvarme (Finland og Sverige) og el produceret af udtagsværker (Danmark)*

Kilde: Nordvarme 1996 og Svenske Fjärrvärmeföreningen



*Biomassefyret  
kraftvarme-  
værk  
ejet af  
Forsa  
Energiselskab,  
Finland.*

## 2. Beskatning af varme og el i de nordiske lande<sup>5</sup>

To hovedforskelle eksisterer mellem de nordiske lande med hensyn til afgifter på varme og el:

- \* Brugen af brændsels- og forbrugsafgifter varierer mellem energikilderne og mellem landene. Brændselsafgifter anvendes hovedsageligt til varme, mens forbrugsafgifter er det foretrukne for el.
- \* Afgiftniveauet pr. produceret eller forbrugt enhed varme eller elektricitet varierer enormt.

Konsekvenserne af sådanne store variationer i beskatningen er selvfølgelig, at både varme-/elproducenter og forbrugere i de nordiske lande står over for meget forskellige incitamerter. Vi vil vende tilbage til denne diskussion i afsnit 4 og begrænse præsentationen i dette afsnit til de eksisterende varme- og elafgifter i de fire lande.

### 2.1 Brændsels og forbrugsafgifter

*Finland* er det eneste af de fire nordiske lande, som konsekvent har forsøgt at anvende det samme princip for afgifter i forskellige energisektorer og for forskellige energianvendelser. Indtil slutningen af 1996 var systemet følgende (det vil blive brugt i alle vores beregninger):

- \* hvert brændsel er beskattet i forhold til dets energiindhold (25 procent af afgiften) og dets indhold af CO<sub>2</sub> (75 procent af afgiften). Energiandelen er 3.5 FIM/MWh brændsel, mens CO<sub>2</sub>-andelen er 38.5 FIM/tons CO<sub>2</sub>

\* biobrændsel (træ) er ikke belagt med afgifter, mens tørv ikke er pålagt CO<sub>2</sub>-afgift.

\* vand- og kernekraft er pålagt produktionsafgifter

\* importeret elektricitet er beskattet for at undgå, at det favoriseres.

Denne afgift er defineret som det vægtede gennemsnit af de nationale afgifter på elektricitet og er beregnet til 22 FIM/MWh elektricitet. (jvf. den Finske Fjernvarmeforening).

Afgiftssystemet i Finland blev ændret i begyndelsen af 1997, således at det nu ligner det i Danmark og Sverige med forbrugsafgifter på elektricitet.

*Danmark og Sverige* bruger brændselsafgifter på varme og forbrugsaf-

<sup>5</sup> Valutakurser anvendt i denne rapport er følgende: 1 DKK = 0.78 FIM = 1.12 SEK = 1.11 NOK = 0.14 ECU.

gifter på elektricitet. Der er dog undtagelser fra denne regel. I Danmark er vindmøller og KV-produktion på basis af biobrændsel (halm og træ) støttet med 270 DKK pr. MWh elektricitet, mens KV-produktion på naturgas er støttet med 100 DKK pr. MWh elektricitet.<sup>6</sup> Brændsel anvendt til varmeproduktion (undtagen biobrændsel) er beskattet i forhold til dets indhold af energi, CO<sub>2</sub> og SO<sub>2</sub>.

Med hensyn til naturgas er det danske afgiftssystem ret kompliceret. Naturgas udnyttet i varmeproduktion er omfattet af en direkte CO<sub>2</sub>-afgift på 0.22 DKK/m<sup>3</sup>, en energiafgift på 0.01 DKK/m<sup>3</sup> samt en skyggeafgift. Sidstnævnte er et resultat af den danske prisfastsættelse på naturgas, der blev introduceret i midten af 80'erne. Dens formål var at beskytte naturgasselskabernes finansiering af de store investeringer i det nationale gasnet mod virkningerne af faldet i de internationale energipriser. Gasprisen er fastsat, så det er muligt for gas at konkurrere med det mest sandsynlige alternative brændsel (olie) inklusiv beskatning. For en privat forbruger er den alternative varmeteknologi i de fleste tilfælde en oliefyret kedel, og afgiften på fyringsgasolie er derfor indregnet i gasprisen. For en KV-producent, hvor alternativet typisk er en fueloliefyret kedel, medregnes afgiften på dette brændsel i prisen på gas, der bruges til varmeproduktion, mens prisen på gas, der bruges til elproduktion, tager udgangspunkt i, at andet brændsel til dette formål er afgiftsfritaget. Denne gaspris er derfor væsentligt lavere. (jvf. Danske Fjernvarmeverkers Forening).

I Sverige betales elafgiften hovedsageligt af private forbrugerne (industrien er undtaget for denne afgift), mens varme er pålagt brændselsafgifter (fastsat i forhold til indholdet af energi og af CO<sub>2</sub>). SO<sub>2</sub> afgiften (30 SEK/kg svovl) og NO<sub>x</sub> afgiften, (40 SEK/kg NO<sub>x</sub>), som betales af elproducenterne, er undtagelser fra denne regel. Vand- og kernekraft er ligesom i Finland genstand for særlige produktionsafgifter, og vindkraft er subsidieret som i Danmark (jvf. Svenske Fjärrvärmeföreningen). Niveauet for energibeskatning i Danmark og Sverige er generelt noget højere end i Finland.

Al elproduktion i Norge kommer i dag fra vandkraftværker. Hovedkilden til opvarmning (70 procent) er elektricitet. Elektricitet er genstand for en kombination af producent- og forbrugsafgifter (jvf. den Norske

<sup>6</sup> I 1997 er tilskuddet blevet reduceret til 70 DKK per MWh for de fleste decentrale kraftvarmeproducenter.

**Tabel 3. Afgifter på varme og el i de nordiske lande i 1996 (DKK/MWh)**

	Danmark	Finland	Sverige <sup>5</sup>	Norge
<b>1. El</b>				
<i>Produktionsafgifter</i>				
Vand	-	5	36 <sup>4</sup>	14
Kernekraft	-	30	11	-
Vind	-270	0	-80	-
<i>Brændselsafgifter</i>				
Kul	0	21	18	-
Olie (brændselolie)	0	21	18	-
Gas	0	7	0	?
Tørv	0	5	28	-
Træ, halm m.v.	-270	0	0	-
<i>Forbrugsafgifter</i>				
Husholdninger <sup>1</sup>	469	0	85	48
Virksomheder	100	0	0	0
<b>2. Varme</b>				
Kul (0.8% svovlindhold)	171 (0.8% svovl)	21	145 (0.5% svovl)	-
Olie (brændselolie)	185	21	125	-
Gas	21 (167 <sup>3</sup> )	7	74	ej besluttet
Tørv	-	5	25	-
Træ, halm m.v.	0	0	0	-
Elvarme <sup>2</sup>	434	0	85	47

1) I Sverige og Norge er kun minedrift, fremstillingsvirksomhed og drivhuse undtaget for forbrugsafgifter på elektricitet. I Danmark er alle virksomheder undtaget.

2) Den samme gruppe som i note 1 er genstand for beskatning.

3) Medregnet skyggeafgift på naturgas, der kun er relevant for små (decentrale) KV værker.

4) Nye producenter betaler lavere afgifter (differentieret i forhold til alder).

5) NO<sub>x</sub>-afgift, som tilbagebetales til virksomhederne, er ikke medregnet i Sverige.

Kilde: De fire nordiske fjernvarmeforeninger. Nordisk ad hoc gruppe 1995.

Fjernvarmeforening). Afgifter på elproduktion er differentieret i forhold til vandkraftværkets alder (jo ældre des højere afgifter). Fossile brændsler (kul og olie), der bruges til varmeproduktion, er beskattet i Norge. Et vigtigt aktuelt emne er afgifter på naturgas brugt i elproduktionen, idet Combined Cycle Gasturbiner (CCGT) betragtes som det mest lovende alternativ til bygning af ny vandkraftkapacitet. Det er endnu ikke blevet besluttet, om naturgas skal beskattes eller ej.

De nordiske produktions- og forbrugsafgifter for varme og el er opsummeret i tabel 3. Forskellige afgifter er lagt sammen for at give et enkelt tal (i DKK) for hver enkelt teknologi og for hver gruppe af forbrugere.

### 2.2 Statens provenu fra beskatning af elektricitet.

Statens provenu fra energibeskatningen er af meget forskellig størrelse i de fire nordiske lande. Provenuet fra elafgiften i 1995 er vist i tabel 4. Det er størst i Danmark og mindst i Finland. Sverige og Norge ligger tættest på det danske niveau. De høje danske afgifter er næsten udelukkende forbrugsafgifter, som hovedsageligt bliver betalt af husholdningerne og den offentlige sektor. Idet disse grupper kun bruger omkring 40 procent af det totale elforbrug, er de påført en ekstrem høj andel af den samlede beskatning.

**Tabel 4. Beskatning af el og provenu i de fire nordiske lande i 1995**

	Danmark	Finland	Sverige	Norge
1. Gennemsnitlige forbrugsafgift (DKK/MWh)	203	0	35	25
-Husholdninger	302	0	57	46
-Industri	35	0	0	0
2. Gennemsnitlige brændsels- og produktionsafgifter (DKK/MWh)	0	24	6	12
3. Samlet afgiftsprovener (milliard DKK)	7	2	5	4
4. Statens provener pr. MWh (DKK/MWh)	203	25	41	39

Kilde: Nordisk ad hoc gruppe 1995.

### 3. Forskellige elproduktionsteknologiers konkurrenceevne

Konkurrence bør fremme de mest effektive elteknologier, d.v.s. de teknologier, der har de laveste produktionsomkostninger. Investor vælger den teknologi, som har de laveste langsigtede produktionsomkostninger, hvorved han forventer at maksimere sine indtægter.

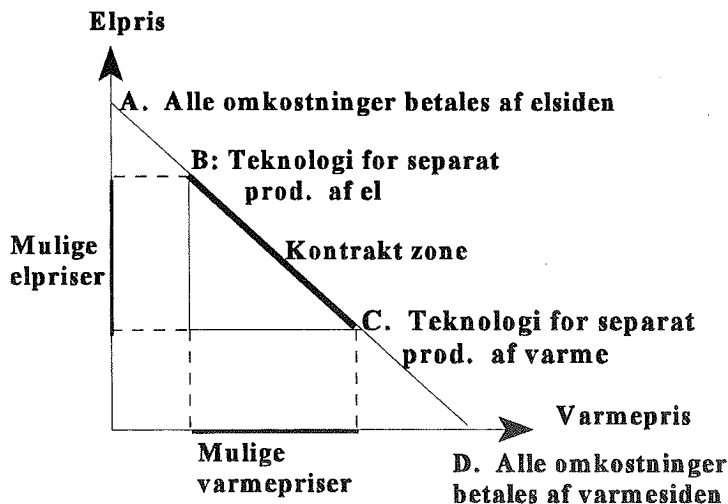
Konkurrenceevnen for forskellige kraftvarmeteknologier i et åbent nordisk elmarked er emnet for dette afsnit. I denne analyse er der brugt en simpel model til analyse af de lang- og kortsigtede marginalomkostninger. Fordelingen af de fælles omkostninger mellem varme og el er selvfølgelig afgørende for beregningen af de to varers omkostninger og derfor for kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne. Princippet for denne adskillelse er diskuteret i afsnit 3.1. Teknologierne, som anvendes i analysen, er præsenteret i afsnit 3.2. Produktionsomkostningerne for de udvalgte kraftvarmeteknologier er derefter beregnet som en indikator på deres konkurrenceevne og sammenlignet med produktionsomkostningerne for de konkurrerende elteknologier. Produktionsomkostningerne er beregnet med og uden de relevante brændsels- og produktionsafgifter i Danmark, Finland og Sverige.

#### *3.1. Fordeling af omkostninger ved samproduktion af varme og el.*

Fordelingen af de totale produktionsomkostninger (den overvejende del er fælles omkostninger) er afgørende for kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne i et liberaliseret nordisk elmarked. Hvis der er alternative muligheder for produktion af varme eller el, er det muligt at afgrænse en kontrakt-zone som indeholder mængden af mulige omkostningsfordelinger mellem varme- og elproduktion. Uden for denne zone kan kraftvarme ikke konkurrere med separat produktion af hverken varme eller el, da disse vil udgøre den billigste forsyningsmulighed for forbrugeren (hans eller hendes distributionselskab). Argumentet er illustreret i figur 1.

Der eksisterer teoretiske principper for valget af fordeling i kontrakt-zonen, når formålet er at maksimere de totale salgsindtægter fra kraftvarmeproduktionen. Den såkaldte Ramsey prisfastsættelse (jvf. Baumol og Bradford, 1970) fordeler produktionsomkostninger i omvendt proportion til priselasticiteten for de to produkter. Hvis vi for eksempel antager, at efterspørgslen efter varme er relativt uelastisk (på grund af store omkostninger ved at skifte til en anden type varme) og efterspørgslen efter el er relativt elastisk (fordi konkurrencen på elmarkedet giver

Figur 1. Fordeling af omkostninger ved samproduktion af varme og el.



forbrugerne billige alternativer), tvinges varmesiden til at betale størstedelen af produktionsomkostningerne (det valgte fordelingspunkt er tættere på C end på B i figur 1)

Dette kunne være beskrivelsen af forholdene i Norden efter, at elmarkedet er blevet åbnet for konkurrence.

I vor analyse vil vi definere den billigste alternative elproduktions-teknologi (punkt B i figur 1) som den forventede langsigtede ligevægtspris på det nordiske elmarked (jvf. afsnit 3.1.1.). Vi har tilsvarende valgt en gasfyret kedel (dog en biomassefyret kedel for Sverige) som alternativ varmeteknologi (punkt C i figur 1)<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Argumenterne for at vælge en varmekedel og ikke kraftvarme som alternativ teknologi er følgende: Fjernvarmeforbrugerne sætter pris på en billig og pålidelig forsyning med varme, de har ikke stor interesse i at sælge el og føler sig også usikre m.h.t. dette marked på grund af elprisens omskiftelighed.



For ikke-konkurrencedygtige teknologier vil der overhovedet ikke være nogen positiv kontraktzone. Det halmfyrede kraftvarmeværk, som er blevet udvalgt til vores beregninger i afsnit 3.4, er et eksempel på dette. For andre teknologier kan kontraktzonen overskride punkt A eller punkt D. Dette indikerer, at den valgte alternative pris for separat produktion tillader, at alle omkostninger (mere end) kan dækkes helt ved salg af enten el eller varmeproduktionen. Dette er indikeret ved en negativ pris i vores beregninger. Et eksempel er kraftvarmeproduktion baseret på træflis.

### *3.1.1. Priser i et åbent nordisk elmarked.*

Hvilke priser vil blive resultatet af et åbent nordisk marked for elektricitet? Sådant et marked er blevet modelleret af flere norske forskere. Modeltypen har været partielle ligevægtsmodeller, der simulerer et nordisk eller nordeuropæisk elmarked. At modellerne er partielle betyder, at der ikke skabes pris- og mængdeeffekter på andre markeder end elmarkedet. Antagelserne om produktionsomkostningerne for de elteknologier, der indgår i modellerne, er relativt simple. KV-teknologier er ikke medtaget. Detaljer omkring modellerne kan findes i den citerede litteratur (jvf. kilderne til tabel 5). Priserne er beregnet af kraftværk, dvs. excl. transmissionsomkostninger.

Tabel 5 viser forskellige scenarier for elpriser i de fire nordiske lande. Det første scenario repræsenterer situationen før elmarkedet blev liberaliseret. To af scenarierne simulerer de kortsigtede konsekvenser af en liberalisering, mens de resterende to simulerer de langsigtede konsekvenser.

De kortsigtede elpriser afspejler en situation med overkapacitet i elsektoren og er bestemt af de variable (brændsels-) omkostninger for kul- og gaskondens. De langsigtede priser viser en situation med knaphed på elproduktionskapacitet, hvor det er blevet profitabelt at investere i ny kapacitet.

Tallene kan også tolkes som eksempler på priser for spidslast og lavlast perioder inden for det samme år, hvor elprisen i gennemsnit er ca. 200 DKK/MWh. Dette er også den gennemsnitlige (uvægtede) årlige "verdensmarkedspris" efter år 2000, beregnet i en undersøgelse fra Statistisk Sentralbyrå i Oslo (jvf. Hansen, Johnsen og Oftedal, 1996). "Verdensmarkedet" består af de fire nordiske lande, Tyskland og Holland.

**Tabel 5. Priser på et åbent nordisk elmarked\***

	Situationen før markedet blev åbnet (1991) <sup>1</sup>	Fri handel - kortsigtet (1994) <sup>2</sup>	Frihandel - kortsigtet (1990) <sup>3</sup>	Frihandel - langsigtet (2005) <sup>1</sup>	Frihandel - langsigtet (2000) <sup>5</sup>
	DKK/MWh	DKK/MWh	DKK/MWh	DKK/MWh	DKK/MWh
Danmark	320	160	130	230	250
Norge	130	170	110	210	200
Sverige	230	170	110	250	210
Finland	290	180	110	250	230

*\*Studierne i kolonne 2 og 4 omfatter kun de fire nordiske lande, mens studierne i kolonne 3 og 5 også inkluderer nogle centraleuropæiske lande, først og fremmest Tyskland.*

Kilder: 1) Johnsen og Mysen, 1994; 2) Halseth, 1996; 3) egne beregninger på grundlag af Amundsen et. al. resultater, 1994; 4) Amundsen et. al. 1993.

### 3.2 Udvalgte varme- og elteknologier.

Syv velkendte kraftvarmeteknologier er blevet udvalgt til vores analyse.

- \* 1. KV-gasturbine (5-15 MW)
- \* 2. KV-gasmotor (0.2-5 MW)
- \* 3. Combined Cycle Gas Turbine (75-400 MW), kondens/udtag
- \* 4. Kulkondens/-udtag (400 MW),
- \* 5. Halmfyret damppturbine (5-50 MW), modtryk
- \* 6. Tørvfyret damppturbine (60-120 MW), modtryk.
- \* 7. Træflis damppturbine (17-48 MW), modtryk.

Alle teknologier eksisterer på det nuværende nordiske marked og vil sandsynligvis dominere markedet i de kommende år. De økonomiske og tekniske parametre for de udvalgte kraftvarmeteknologier er præsenteret i tabel 6.

Nogle definitioner vil være nyttige.

\* Brændselsomkostningerne er ifølge vore kilder specificeret i DKK/GJ, d.v.s. der er ikke brugt nogen specifik brændværdi. I Energistyrelsen (1995) er følgende gennemsnitlige brændværdier brugt til forudsigtelse af energipriser: naturgas (39 MJ pr m<sup>3</sup>), kul (25.2 GJ/tons) og halm (14.5 GJ/tons).

\* CO<sub>2</sub>-emission for biobrændsel (tørv inkluderet) er sat til nul i overensstemmelse med brændselscyklusprincippet. Det er selvfølgelig et valg, der kan diskuteres og som forudsætter en vis portion politisk opportunisme.

\* investeringsperioden er den tid, det tager at bygge anlægget.

\* investering er defineret som anlægsomkostningerne opgjort som mio. DKK pr. MW elkapacitet.

\* D&V-omkostninger er drift- og vedligeholdelsesomkostninger pr. år, og er anført som en procentdel af de totale investeringer.

Det fremgår af tabel 6, at teknologierne er meget forskellige med hensyn til elvirkningsgrader og omkostninger. Elvirkningsgraden varierer mellem 23% (halm-KV) og 55% (CCGT). Gasteknologierne har de højeste brændselsomkostninger. Deres investeringsbehov er dog tilsvarende lavt (omkring 5 mio. DKK/MW). Halm-KV har klart det højeste investeringsbehov på 22 mio. DKK/MW.

Fem elproduktionsteknologier er medtaget i analysen:

\* 8. Combined Cycle Gas Turbine, (CCGT) kondensstype

\* 9. Kulstøvsfyring damp turbine, kondensstype

\* 10. Vandkraftanlæg

\* 11. Kernekraftanlæg

\* 12. Vindmølle (600 kW)

Kilde: Energistyrelsen 1995, Grohnheit 1996 og Larsen og Munksgaard 1996

I de følgende beregninger anvender vi de varme- og elafgifter der blev præsenteret i tabel 3. Kun produktions- og brændselsafgifter, der er relevante for de forskellige teknologiers konkurrenceevne, er medregnet.

**Tabel 6. Økonomiske og tekniske parametre for de udvalgte KV-teknologier.<sup>1</sup>**

Prod.teknologi	Gasturbine	Gasmotor	CCGT	Kul	Halm	Tør <sup>v</sup> <sup>4</sup>	Træflis <sup>4</sup>
Totalvirkningsgrad	0.90	0.89	0.88	0.91	0.84	0.88	0.88
Elvirkningsgrad	0.35	0.39	0.55	0.45	0.23	0.29	0.23
Brændselsomkost. <sup>2</sup> (DKK/GJ)	22	22	22	12.7	16.6	16	14.2 (26.0)
CO <sub>2</sub> - emission (kg/GJ)	57	57	57	95	0	0	0
SO <sub>2</sub> - emission (kg/GJ)	0	0	0	0.05	0.1	0.1	0.02
NO <sub>x</sub> - emission (kg/GJ)	0.05	0.14	0.05	0.05	0.23	0.1	0.05
Invest.periode, (år) <sup>3</sup>	1.5	1	3.5	4.5	2.5	2.5	2
Investering (mio. DKK/MW)	5.25	5.64	5.17	8.54	22.3	8.53	7.90
D&V-omkostninger (%)	3	5.6	2.5	3	5	1.2	1.2
Levetid (år)	25	22.5	30	30	30	25	25

1) Følgende parametre er brugt for alle kraftvarmeteknologierne:

Realrentesats: 5 procent <sup>8</sup>

Årlige benyttelsestider: 4.500 timer for varme og 5.300 timer for elektricitet for udtagsteknologierne og 4.500 timer for alle andre teknologier.

2) Det er rimeligt at antage en fælles pris for fossile brændsler, der sælges på et verdensmarked. For biomasse (halm, tør<sup>v</sup> og træflis) er det mindre rimeligt, idet priserne på disse brændsler er meget afhængige af lokale forhold (tilgængelighed). Priserne på træflis kan bruges til at illustrere dette: i Finland er prisen 14 DKK/GJ, i Sverige er den 26 DKK/GJ og i Danmark er prisen 30-34 DKK/GJ. De finske og svenske priser er anvendt i vores beregninger.

3) Byggerenten i anlægsperioden er indregnet

4) Det antages, at emissioner fra tør<sup>v</sup> og træflis er de samme som fra halm.

Tilsvarende for elvirkningsgraden.

Kilder: Energistyrelsen, 1995 (for gas-, kul- og halmteknologierne); Data for tør<sup>v</sup>- og træflis-teknologierne er fra den Finske Fjernvarmeforening.

<sup>8</sup> En realrentesats på 5 % er ofte blevet brugt i elsektoren. Man kan argumentere for, at denne rente ud fra et risikosynspunkt burde være højere (f.eks. 10%) på et konkurrerende elmarked.

### 3.3 Produktionsomkostninger og kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne.

I dette afsnit præsenterer vi resultaterne fra analysen af de udvalgte teknologier. Formålet med analysen er følgende.

- \* At beregne omkostninger for varme- og elproduktion for hver af de udvalgte kraftvarmeteknologier under den antagelse, at prisen for et af de to produkter er givet ved omkostningerne ved separat produktion.
- \* At beregne kortsigtede og langsigtede marginalomkostninger for hver teknologi. Kortsigtede marginalomkostninger repræsenterer kun brændselsomkostninger, mens langsigtede marginalomkostninger også inkluderer investeringer samt drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.
- \* At analysere virkningen på varme- og elpriserne af alternative afgiftssystemer.

Omkostningerne for varme- og elproduktion for hver af de valgte kraftvarmeteknologier er beregnet under følgende antagelser (for ikke-KV teknologier er det kun produktionsomkostningerne for el, der er nævnt):

- \* Alternativprisen for varme er i Danmark og Finland beregnet til 43,1 DKK/GJ (uden afgifter). Denne pris repræsenterer de langsigtede produktionsomkostninger for en gasfyret kedel. I Sverige er alternativprisen 47 DKK/GJ, idet en biomassefyret kedel er valgt som varmeproduktionsteknologi.
- \* Alternativprisen for el er 200 DKK/MWh, som er den modelsimulerede gennemsnitlige pris (på årsbasis) på det nordiske elmarked (jvf. afsnit 3.3.1)<sup>9</sup>
- \* Når vi beregner prisen på el (varme) i vor model, er prisen på varme (el) givet af alternativprisen.
- \* Al varme (el) produceret af hver teknologi forudsættes solgt til alternativprisen.
- \* De resterende omkostninger er dernæst fordelt på den producerede mængde el (varme), hvilket giver den pris (omkostning), der kan sammenlignes med prisen for de andre teknologier.
- \* En negativ pris viser, at alle omkostninger er dækket og et overskud opnået ved at sælge den producerede varme(el) til alternativprisen.

<sup>9</sup> Prisen vil selvfølgelig fluktuere gennem året og der med give producenter med muligheder for fleksibel produktionsplanlægning en højere gennemsnitlig pris. Kraftvarme er ikke en fleksibel teknologi, da den altid skal dække efterspørgslen efter varme. Varmeefterspørgslen vil dog hovedsageligt finde sted i årets vinterperiode, når elpriserne er højere end det årlige gennemsnit. Derfor kan kraftvarme forventes at få en elpris over det gennemsnitlige. Sådanne afvigelser i forhold til det normale har vi ikke taget i betragtning i analysen.

Modellen udnytter dette overskud som et tilskud til elektricitet (varme). Det negative tal viser tilskuddet pr. MWh elektricitet (GJ varme)

\* Produktionsomkostningerne dækker kun KV-anlægget. Omkostninger til konstruktion, drift og vedligeholdelse af fjernvarme- og elnet er ikke medregnet, ligesom administrative omkostninger heller ikke er det.

For hver teknologi er følgende omkostninger beregnet:

1. Langsigtede marginalomkostninger for el forudsat en alternativ national varmepris (tabel 7.1)
2. Kortsigtede marginalomkostninger for el forudsat en alternativ national varmepris (tabel 7.2)
3. Langsigtede marginalomkostninger for varme forudsat en nordisk elpris (tabel 7.3)
4. Kortsigtede marginalomkostninger for varme forudsat en nordisk elpris (tabel 7.4)

Disse omkostninger er beregnet såvel uden som med produktions- og brændselsafgifterne for Danmark, Finland og Sverige, som vist i tabel 3.

Tallene i tabel 7.1 viser, at uden energiafgifter er alle kraftvarmeteknologier, undtagen halm, i stand til at konkurrere med kondens-teknologier - og selv med vandkraft. Mest konkurrencedygtig er kraftvarme baseret på træflis. Det er den eneste teknologi, der har negative langsigtede marginalomkostninger. Dette betyder, at teknologien er billigere til at producere varme end den antagede alternativteknologi (en gasfyret kedel). På grund af de meget høje investeringer er kraftvarme-produktion på basis af halm den mest ineffektive teknologi til elproduktion.



**Tabel 7.1. Langsigtede marginale elproduktionsomkostninger (DKK/MWh).**

	Uden energiavgifter	Med danske avgifter	Med svenske avgifter	Med finske avgifter
Nordiske elpriser (fra modelsimulationer)	200	200	200	200
Gas turbine	109	24	206	118
Gas motor	177	92	257	185
Gas Combinered Cycle	154	79	194	163
Kul	121	160	286	161
Halm	421	-314	367	401
Tørv	55	-296	103	55
Træflis når brændselspris er 14.2 Dkr/MWh	-53	-819	-111	-74
26.0 DKK/MWh	132	-634	74	111
Gas kondens	230	230	230	243
Kul kondens	250	250	290	296
Vandkraft	180	180	216	185
Kernekraft	220	220	231	251
Vindkraft	280	10	200	280
Alternativ varmepris (DKK/GJ)	41.3	90.0	47.0	43.3

Det er oplagt, at det danske afgiftssystem, som subsidierer små kraftvarmeværker baseret på naturgas og biomasse, har en betydelig indflydelse på elproduktionsomkostningerne. Omkostningerne varierer mellem -819 DKK/MWh (træflis-KV) og 250 DKK/MWh (kul kondens). Alle biomasse teknologier har negative langsigtede produktionsomkostninger og er de mest effektive teknologier under det danske afgiftssystem.

Det svenske afgiftssystem har ikke en så radikal indflydelse på omkostningerne som det danske, hvilket især skyldes, at der ikke er direkte

subsidier til naturgas og biomasse i Sverige. Men rangordningen af teknologierne er næsten den samme. Størst forskel er der for halm-kraftvarme, som i Sverige har de højeste produktionsomkostninger. De laveste produktionsomkostninger har træflis- og tørv-KV.

Det finske afgiftssystem er mindre prisforvridende end det danske og svenske afgiftssystem. Rangordningen af teknologier efter omkostninger er omtrent den samme som i scenariet uden afgifter. Kraftvarme-produktion på basis af træflis og tørv har f.eks. de laveste langsigtede marginalomkostninger, mens halm-KV har de højeste omkostninger.

Sammenlignes de langsigtede produktionsomkostninger på tværs af kolonnerne i tabel 7.1 gives en indikation af hver teknologis konkurrenceevne, når afgiftssystemet ændres. Biobrændsel teknologierne er de mest konkurrencedygtige under det danske afgiftssystem. Det er der to årsager til. Elektricitet produceret på biobrændsel bliver subsidieret, og den alternative varmepris i Danmark er dobbelt så høj som i de to andre lande på grund af det høje afgiftsniveau for varme i Danmark. Den høje alternative varmepris gør alle danske kraftvarmeteknologier konkurrencedygtige på det nordiske elmarked, når det langsigtede prisniveau på markedet er højere end 160 DKK pr. MWh. Det svenske afgiftssystem gør det omvendt svært for kraftvarmeproduktionen at konkurrere på elmarkedet. Dette gælder dog ikke for kraftvarmeproduktion på tørv og træflis. Det finske afgiftssystem støtter tørv- og træflis-KV og med et prisniveau på 200 DKK per MWh også kraftvarmeproduktion på gas og kul.

Tabel 7.2 nedenfor viser teknologiernes kortsigtede marginalomkostninger ved elproduktion. De kortsigtede marginalomkostninger afspejler brændselsprisen og værketets virkningsgrad.

Tallene i tabel 7.2 viser, at uden energiafgifter kan alle kraftvarmeteknologier konkurrere med gas- og kulkondens og selv med kernekraft. Korttids marginalomkostningerne er negative for de fleste kraftvarmeteknologier. Hovedårsagen er, at brændselsomkostningerne er lave, sammenlignet med værdien af den solgte varmeproduktion. Tabellen viser, at biomasseteknologierne, på grund af de lave brændselspriser, har de laveste produktionsomkostninger. Anvendes den høje brændselspris for træflis (26 DKK/MWh), nærmer marginalomkostningerne sig dem for gas og kul.



Indflydelsen af de tre afgiftssystemer på de kortsigtede omkostninger svarer til indflydelsen på de langsigtede marginalomkostninger, som beskrevet ovenfor. *Det danske og det svenske afgiftssystem* fremmer biomasseteknologiernes konkurrenceevne. Alle afgiftssystemerne gør det muligt for kraftvarmeproduktion at konkurrere med fossile kondens-teknologier og for biomasseteknologier er det endog muligt at konkurrere med vandkraft og kernekraft i et kortsigtet perspektiv.

**Tablet 7.2. Kortsigtede marginalomkostninger for elektricitet (DKK/MWh).**

	Uden energiafgifter	Med danske afgifter	Med svenske afgifter	Med finske afgifter
Nordiske elpriser (fra modelsimuleringer)	200	200	200	200
Gas turbine	-7	-92	90	2
Gas motor	13	-72	93	21
Gas combined cycle	68	-7	108	78
Kul	-27	-12	137	13
Halm	-135	-870	-189	-155
Tørv	-101	-452	-53	-100
Træflis når brændselspriser - 14.2 DKK/MWh	-197	-963	-256	-219
- 26.0 DKK/MWh	-13	-779	-71	-34
Gas kondens	144	144	144	157
Kul kondens	102	102	142	148
Vandkraft	0-10	5-15	36-46	25
Kernkraft	60	91	71	91
Vindkraft	0	-270	-80	0
Alternativ varme pris (DKK/GJ)	41.3	90.0	47.0	43.3

I tabel 7.3 og 7.4 er omkostningerne ved varmeproduktion beregnet for de relevante kraftvarme teknologier under antagelse om, at elprisen på det liberaliserede nordiske elmarked er 200 DKK/MWh. Al den producerede el sælges til denne pris. Som i tabel 7.1 og 7.2 er omkostningerne beregnet uden energiafgifter og med de nuværende beskatningssystemer for Danmark, Sverige og Finland (1996 afgiftssystem).

Tabel 7.3 nedenfor viser de langsigtede omkostninger for varmeproduktion.

Tallene i tabel 7.3 viser, at i en situation uden energiafgifter vil kraftvarme baseret på kul, træflis (lav brændselspris antaget) og naturgas combined cycle have de laveste produktionsomkostninger. Den klart dyreste teknologi er kraftvarme baseret på halm. De langsigtede marginalomkostninger for varme produceret på halm er omkring fire gange højere end for kul. På grund af den højere elvirkningsgrad for naturgas combined cycle teknologien, sammenlignet med gasturbine og gasmotor, er varmeproduktionsomkostningerne meget lavere.

**Tabel 7.3. Langsigtede marginalomkostninger for varme (DKK/GJ, elpris: 200 DKK/MWh).**

	Uden energiafgifter	Med danske afgifter	Med svenske afgifter	med finske afgifter
Alternativ teknologi a)	23.2	71.9	28.9	25.3
Gas turbine	4.6	38.4	27.5	8.3
Gas motor	0.7	31.0	23.8	4.7
Gas combined cycle	-30.5	-22.8	-3.0	-23.4
Kul	-31.5	29.9	27.0	-16.6
Halm	6.2	-22.1	6.2	6.2
Tørv	-0.5	-0.5	11.8	1.6
Træflis når brændselspriser - 14.2 DKK/MWh	2.2	-24.3	2.2	2.2
- 26.0 DKK/MWh	20.3	-6.2	20.3	20.3

a) naturgas kedel. Dog træfliskedel for Sverige.

Det *danske afgiftssystem* har en betydelig indflydelse på omkostninger og på rangordning af de undersøgte teknologier. Kul-KV har de højeste varmeomkostninger af alle teknologier. Indregnes de danske afgifter i kulprisen, stiger omkostningerne med fem hundrede procent. Støtten til biomasse-kraftvarmeproduktion giver anledning til negative langsigtede marginalomkostninger for træflis-KV (lav brændselspris antaget).

Det *svenske afgiftssystem* har ikke den samme radikale indflydelse på omkostningerne som det danske afgiftssystem. Men rangordningen af teknologierne påvirkes dog. Halm-KV har næsten de samme langsigtede marginalomkostninger som kul-KV, som er den dyreste teknologi. Det er værd at bemærke, at det svenske afgiftssystem fremtvinger produktionsomkostninger, som generelt er højere end for de to andre landes afgiftssystemer.

Det *finske afgiftssystem* har den mindste indflydelse på produktionsomkostningerne og på rangordningen af kraftvarmeteknologierne. Den største forskel, sammenlignet med situationen uden afgifter, optræder for kraftvarmeproduktion på kul, hvor produktionsomkostningerne forøges med et hundrede procent.

Nedenstående tabel 7.4 viser de kortsigtede marginalomkostninger ved varmeproduktion

Tabel 7.4 viser produktionsomkostningerne for eksisterende værker, for hvilke kapitalomkostningerne betragtes som "sunk costs". Tabellen viser, at uden energiafgifter er de to kondens-/udtagsteknologier (gas combined cycle og kulstøvsanlæg) klart de billigste. Halm- og tørv-KV er de dyreste teknologier i et kortsigtet tidsperspektiv. For alle kraftvarmeteknologierne er de kortsigtede omkostninger dog betydeligt lavere end for de alternative teknologier, hvilket betyder, at kraftvarme generelt er meget konkurrencedygtig på 'varmemarkedet' sammenlignet med traditionelle varmekedler.

Konsekvenserne af de tre alternative afgiftssystemer er nogenlunde det samme som beskrevet tidligere. Det *danske afgiftssystem* har en betydelig indflydelse på omkostningerne både med hensyn til størrelse og rangordning af teknologierne, mens det *finske afgiftssystem* kun har lille indflydelse. Det *svenske afgiftssystem* har tilbøjelighed til at udligne de forskellige teknologiers varmeomkostninger. Det svenske afgiftssystem

giver de højeste gennemsnitlige produktionsomkostninger (både på kort og lang sigt).

**Tabel 7.4. Kortsigtede marginalomkostninger for varme (DKK/GJ, elpris: 200 DKK/MWh).**

	Uden energiafgifter	Med danske afgifter	Med svenske afgifter	med finske afgifter
Alternativ teknologi a)	23.2	71.9	28.9	25.3
Gas turbine	4.6	38.4	27.5	8.3
Gas motor	0.7	31.0	23.8	4.7
Gas combined cycle	-30.5	-22.8	-3.0	-23.4
Kul	-31.5	29.9	27.0	-16.6
Halm	6.2	-22.1	6.2	6.2
Tørv	-0.5	-0.5	11.8	1.6
Træflis når brændselspriser - 14.2 DKK/MWh	2.2	-24.3	2.2	2.2
- 26.0 DKK/MWh	20.3	-6.2	20.3	20.3

a) naturgas kedel. Dog træfliskedel for Sverige.

#### **4. Principper for energibeskatning af varme- og elproduktion.**

Afgifter anvendes til at opnå forskellige politiske og økonomiske målsætninger. Således er det også med energiafgifter. De kan indføres af hensyn til fiskale mål, miljømæssige mål, fordelingspolitiske hensyn og industripolitiske mål. De nuværende nordiske energiafgifter blev indført for at realisere hver enkelt lands egne målsætninger. Så længe det nordiske elmarked var lukket for konkurrerende leverandører, var problemerne med forskellige afgiftssystemer små. Efter åbningen for konkurrence på det nordiske elmarked har den nuværende energiafgiftsstruktur dog demonstreret nogle svagheder i relation til økonomisk effektivitet. Elproduktionen bærer ikke den samme afgiftsbyrde i de forskellige dele af markedet. Afgiftsbyrden på forskellige produktionsteknologier er heller ikke i overensstemmelse med oplagte miljømæssige målsætninger.

Af politiske årsager er det ikke en nem opgave at revidere de eksisterende energiafgifter. De er ofte knyttet til stærke interesser. I en forskningsrapport offentliggjort i 1995 diskuterede Atle Midttun og Oskar Hagen de nordiske elafgifter og den tilsyneladende modsætning mellem en proklameret stærk miljømæssig profil og en praksis med lave afgifter for de nationale elproducenter. De betragtede dette som et godt eksempel på tilpasning mellem det, som politiske forskere kalder henholdsvis numerisk demokrati og "corporate pluralism". For at tilfredsstille vælgerne, der i stigende grad er 'grønt' indstillede, bekendtgøres en stærk miljøprofil, som også inkluderer miljøafgifter. For at tilfredsstille stærke økonomiske interesser, for eksempel i elsektoren og de store energiintensive industrivirksomheder, er afgiftsstrukturen designet på en måde, så disse ikke kommer til at betale så meget.

I dette afsnit diskuteres overensstemmelsen mellem de nuværende nordiske energiafgifter og økonomiske principper for at anvende energiafgifter. En alternativ afgiftsstruktur, der er i bedre overensstemmelse med økonomiske og miljømæssige principper, foreslås, og vi beregner konsekvenserne for de forskellige elteknologiers konkurrenceevne.

##### *4.1 Nogle principper for energibeskatning.*

Især tre generelle målsætninger overvejes, når afgifter skal designes:

1. At skabe provenu til at finansiere aktiviteter i den offentlige sektor med
2. At korrigere for en ellers ineffektiv brug af økonomiske ressourcer (for eksempel at korrigere for miljøomkostninger, som ikke er inkluderet i markedsprisen for varer og tjenesteydelser).

### 3. At omfordele indkomst mellem forskellige befolkningsgrupper

Med hensyn til energibeskatning er det især de to første målsætninger, der er relevante. Der findes dog energiafgifter, hvor indkomstfordeling er hovedmålsætningen. Et eksempel er den nye svenske beskatning af vandkraftværker. Fra januar 1997 beskattes vandkraft ikke længere på basis af den producerede energimængde, men på basis af kraftværkets ejendomsværdi. Hovedmålsætningen er at inddrage en del af det overskud, som tjenes på gamle værker.

Det er vigtigt at holde de forskellige målsætninger adskilt, da de har forskellige betydning for valget af beskatningsmodel. En afgift, som har til formål at skaffe indtægter til den offentlige sektor, bør have en så lille virkning som muligt på forbrugernes og producenternes økonomiske beslutninger for at undgå stigende ineffektivitet i anvendelsen af de økonomiske ressourcer.

Situationen er meget anderledes for afgifter, hvis hovedformål er at korrigere for en ineffektiv brug af økonomiske ressourcer. For sådanne afgifter er det afgørende, at ineffektiviteten bliver korrigeret, og ikke at skaffe indtægter til staten. Miljøafgifter er et godt eksempel på dette. Deres formål er at tvinge producenter og forbrugere til at betale de "ubetalte" forureningsomkostninger. Hvis afgiften betyder, at forurening ikke kan betale sig, har afgiften opfyldt sin målsætning, men til gengæld vil den kun give få kroner til de offentlige kasser.

Disse overvejelser leder til følgende prioriteringsliste:

1. Afgifter, der bidrager til at korrigere for ineffektiv brug af økonomiske ressourcer, bør vælges først, da de har en positiv effekt på økonomien.
2. Afgifter, som er neutrale med hensyn til forbrugernes og producenternes økonomiske beslutninger, bør dernæst vælges, da de ikke forvrider økonomien.
3. Hvis dette ikke er nok til at dække den offentlige sektors behov for finansiering, er afgifter med forvridende effekter på økonomien ikke til at undgå. Effekten af sådanne afgifter på fordelingen af de økonomiske ressourcer bør dog minimeres. Dette er et argument for at vælge et bred afgiftsgrundlag, som f.eks. en generel indkomstskat eller moms, som ikke diskriminerer mellem forskellige indkomstkilder eller mellem køb af forskellige varer og tjenesteydelser. Den afgiftsbelastning, som er påkrævet for at skaffe et bestemt provenu, vil også blive mindre end ved

afgifter på specifikke indkomsttyper eller på udvalgt varer og tjenesteydelser, hvilket vil resultere i mindre forvriddning af økonomien (jvf. Christiansen 1996).

Formålet med miljøafgifter er at signalere forureningsomkostninger, som ikke er inkluderet i markedsprisen og således at forbedre markedsmekanismen ved at skabe bedre overensstemmelse mellem de samfundsøkonomiske og de private omkostninger. Afgiftsniveauet kan enten bestemmes af oprydningssomkostningerne eller ved en vurdering af de ødelæggelser, forureningen skaber. En afgift betragtes ofte som et billigere alternativ til at opnå miljømæssige mål end direkte regulering (jvf. DØR, 1993). Som det allerede er fremhævet, er hovedformålet med miljøafgifter ikke at skabe indtægter for den offentlige sektor. Men hvis miljøafgifter giver indtægter, kan de blive brugt til at erstatte andre, samfundsøkonomisk dyrere afgifter (jvf. det ovenstående). En miljøafgift skal være så præcis som mulig for at give de rigtige signaler til dem, som forårsager problemet og som er i stand til at løse det. Når der er tale om emissioner fra afbrænding af fossile brændsler, betyder dette, at afgiften helst skal lægges direkte på emissionerne.

CO<sub>2</sub>-udledningen er i øjeblikket det mest diskuteret miljøproblem. Af praktiske årsager er det svært at beskatte CO<sub>2</sub>-emissionen direkte, og derfor beskattes brændselsinputtet, da dette er let at måle og kontrollere. Energiproducenten kan direkte mærke virkningen af afgiften og vil derfor være tilskyndet til at gøre noget ved det. Producenten har oftest også den mest relevante viden om alternative produktionsteknologier.

En CO<sub>2</sub>-afgift på elforbruget vil ikke have den samme effekt. Forbrugeren har meget mindre motivation til og mulighed for at reagere, hvilket betyder, at afgiften må være meget højere for at opnå den samme reduktion af CO<sub>2</sub>-udledningen end hvis afgiften pålægges brændslet.<sup>10</sup> Når CO<sub>2</sub>-afgifter lægges på elforbruget, opstår desuden et ekstra incitamentsproblem. Afgiften er normalt bestemt af det gennemsnitlige CO<sub>2</sub>-indhold af al el leveret til forbrugerne. Det betyder, at forbrugerne kan vælge at købe mindre elektricitet som reaktion på beskattningen, men ikke at erstatte mere forurenende med mindre forurenede elteknologier.

<sup>10</sup> Når et lands energipolitik har som et særligt formål at tilskynde til energibesparelser (for at forbedre forsyningssikkerheden og/eller for at undgå tømming af ikke-fornybare ressourcer), er en forbrugerafgift selvfølgelig et fornuftigt instrument.

#### *4.2 Følger de nordiske energiafgifter disse principper?*

Energiafgifter lanceres i dag som miljøafgifter. Dette er også tilfældet med de nordiske energiafgifter. Ikke desto mindre kræver det kun et hurtigt kig på præsentationen i afsnit 2 for at se, at de eksisterende nordiske varme- og elafgifter er langt fra principperne præsenteret ovenfor. Ofte har afgifterne kun en meget indirekte forbindelse til den relevante forureningskilde. Desuden varierer afgifterne betydeligt mellem forskellige produktionsteknologier og for samme teknologi, når den benyttes i forskellige lande. Afgiftssignalerne er også af en ekstrem varierende størrelse for forskellige grupper af forbrugere (f.eks. husstande og større virksomheder).

Det mest åbenlyse eksempel er elafgifter, som hovedsageligt er pålagt en mindre del af forbruget: husholdninger, offentlige institutioner og mindre virksomheder. Da disse forbrugeres elforbrug er mindre priselastisk end større industrivirksomheders, som er undtaget fra elafgiften, så er der mere tale om en forbrugs- eller fiskal afgift end en miljøafgift. Forklaringen på en sådan afvigelse fra det ideale er især politisk. Elsektoren og de store industrivirksomheder er stærkt imod effektive miljøafgifter, som de påstår vil ødelægge deres evne til at konkurrere, hvis de ikke indføres internationalt.

I de fire nordiske lande ligger det finske energiafgiftssystem med brændselsafgifter, som eksisterede indtil slutningen af 1996, tættest på principperne diskuteret i det tidligere afsnit. Også de svenske svovl- og  $\text{NO}_x$ -afgifter er gode eksempler på miljøafgifter. De er alle brændselsafgifter, som reflekterer den miljøødelæggende effekt af brændslet. Der er ingen forskel med hensyn til forskellig anvendelse af brændslet (for eksempel til varme eller el), og der er heller ingen forskel mellem forskellige forbrugere.

De danske og svenske elafgifter kan karakteriseres som forbrugsafgifter med fiskale formål. Den seneste navneforandring til miljøafgifter ændrer ikke ved dette. Den igangværende diskussion i Norge om en brændselsafgift på naturgas, som skal anvendes i Combined Cycle Gas Turbines til at producere el, ser mere ud til at ende med den dansk/svenske løsning end med den finske løsning.

Introduktion af konkurrence på el i de nordiske lande sætter de eksisterende beskatningssystemerne under pres. De finske producenter (inklu-



siv kraftvarmeproducenterne), der bruger fossile brændsler, får deres omkostninger forhøjet ved brændselsbeskatningen og kan ikke konkurrere med de ikke-beskattede producenter i de andre lande. Som en konsekvens har den finske elsektor presset landets regering til at ændre brændselsafgiften til en forbrugsafgift som i de øvrige nordiske lande. Den seneste beslutning om at ændre den finske energiafgift er et resultat af dette pres.

Det kan påvises, at en given reduktion af CO<sub>2</sub>-emissionen kan opnås med meget lavere samfundsøkonomiske omkostninger ved en kombination af et åbent elmarked og brændselsafgifter end med en fortsættelse af de nuværende nationale politikker (jvf. Gjelsvik 1996). Det forventede resultat af den nuværende afgiftsdiskussion vil desværre lade disse muligheder uudnyttede og vil desuden gøre det sværere for de nordiske lande at forene deres kræfter og presse EU til at følge det indre marked for gas og elektricitet op med miljøafgifter.

#### 4.3 Forslag til en fælles nordisk afgiftsstruktur

I 1992 foreslog den Europæiske Kommission en fælles energiafgift for Unionen. Afgiften skulle sammensættes af en 50/50 energi- og CO<sub>2</sub>-afgift (jvf. Nordisk ad-hoc gruppe 1995). Det foreslåede startniveau for beskatningen var 3 USD per tønde råolie. For kernekraft og større vandkraftværker blev det foreslået, at de kun skulle betale energidelen af afgiften, mens mindre vandkraftværker og vedvarende energi helt skulle undtages for afgift. Afgiftsniveauet i EU-forslaget er lig med den (tidligere) finske energiafgift. Kun forholdet mellem energi- og CO<sub>2</sub>-delen er forskellig (50/50 i stedet for 25/75).

Vi har beregnet de gennemsnitlige omkostninger (lang- og korttids) for varme og el inklusiv den foreslåede europæiske afgift for de udvalgte kraftvarmeteknologier. Afgifterne er

- \* 9.6 DKK/MWh brændsel for gas
- \* 12.1 DKK/MWh brændsel for kul og tørv (dette er forskelligt fra den finske energiafgift, hvor tørv ikke betaler CO<sub>2</sub>-delen af afgiften)
- \* 5.43 DKK/MWh for store vandkraftværker
- \* 15.02 DKK/MWh for kernekraftværker

Resultaterne er vist i tabel 8.

**Tabel 8. Varme- og elpriser med det foreslåede europæiske afgiftssystem (i DKK).**

	El, langsigtet (MWh)	El, kortsigtet (MWh)	Varme, langsigtet (GJ)	Varme, kortsigtet (GJ)
Gas turbine	115	-1	30	11
Gas motor	188	24	42	6
Gas combined cycle	157	71	26	-9
Kul	112	-36	23	-13
Halm	380	-176	62	7
Tørv	76	-80	27	5
Træflis når brændselspris er - 14.2 DKK/MWh	-84	-229	16	2
- 26.0 DKK/MWh	103	-41	35	20
Gas kondens	247	161		
Kul kondens	276	128		
Vandkraft	185	5-15		
Kernekraft	235	75		
Vindkraft	280	0		
Alternativ varmepris <sup>1</sup> (DKK/GJ)	44	44	44	26

1) Produktionsomkostningerne for en gasfyret kedel som beskrevet i afsnit 3.1.

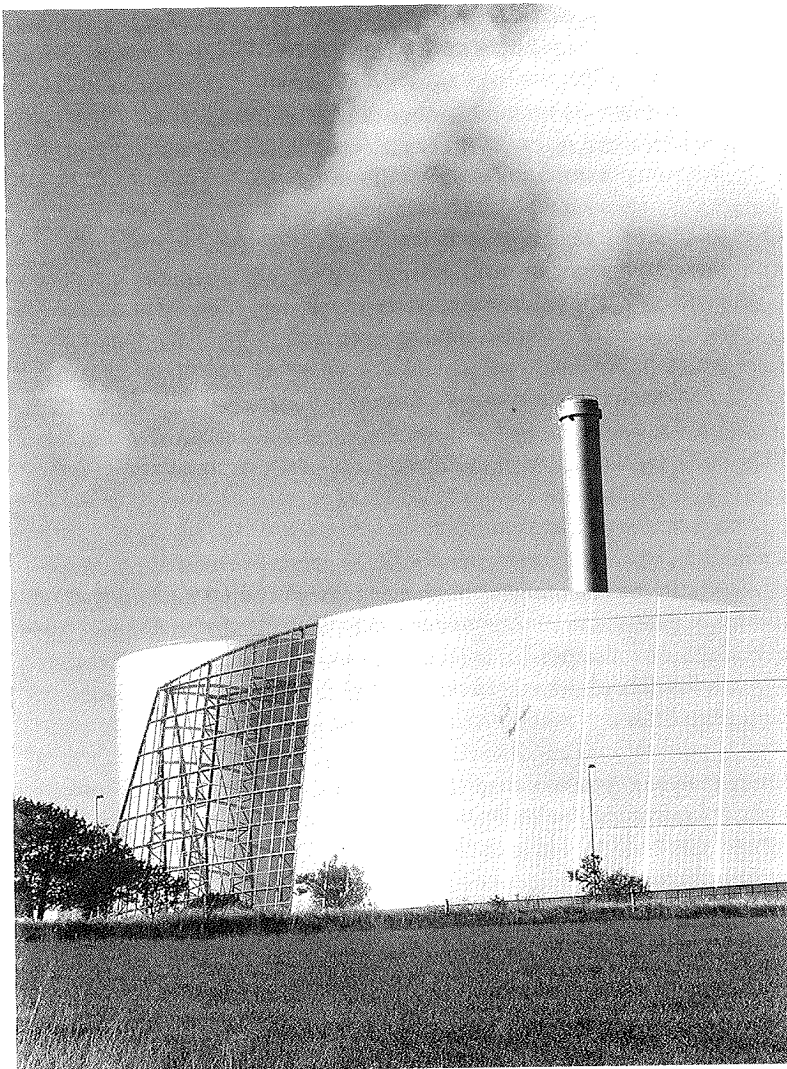
Langsigtede marginalomkostninger er vist i de tre første kolonner og kortsigtede marginalomkostninger i den fjerde kolonne.

Det europæiske afgiftssystem giver resultater, som ligner det finske afgiftssystem, omtalt i afsnit 3.4, hvilket var at forvente. Alle kraftvarmeteknologierne, undtagen halm, er konkurrencedygtige med de fleste andre elteknologier. Nogle af dem kan endog konkurrere, når nye

værker (langsigtede marginalomkostninger) sammenlignes med eksisterende kondensværker (kortsigtede marginalomkostninger).

Introduktionen af et sådant afgiftssystem vil efterlade de nordiske lande, specielt Danmark, med en betydelig nedgang i afgiftsprovenu. Det manglende provenu kan dækkes ved at bevare forbrugsafgifterne.

*Viborg  
Kraftvarme-  
værk.  
(Foto:  
Jesper Vig)*



## 5. Afsluttende kommentarer

Kraftvarmeproduktionen dækker omkring 15 procent af varme- og elefterspørgslen i de nordiske lande. Dens potentiale på elsiden er mindst dobbelt så stort.

Energibeskatning øver stor indflydelse på kraftvarmeproduktionens konkurrenceevne. Afgiftssystemet er meget forskelligt i de nordiske lande, både med hensyn til brugen af produktions- (brændsels-) og/eller forbrugsafgifter og med hensyn til afgifternes fordeling på energityper. Efter åbningen af det nordiske elmarked er disse forskelle blevet et stigende problem. Samme elteknologi er udsat for meget forskellige afgiftsbelastninger, og beskatningen af forskellige elteknologier er ikke i overensstemmelse med indlysende miljøprincipper.

Der er gode økonomiske grunde til at anvende afgifter for at opfylde miljømålsætningerne. De samfundsøkonomiske omkostninger kan være lavere end omkostningerne ved direkte regulering. Men for at opnå dette skal beskatningen give klare, direkte og ensartede signaler om de relevante miljøomkostninger. For at undgå ineffektiv og ulige konkurrence mellem elproducenterne i de forskellige lande, bør miljøafgifterne indføres internationalt. Den seneste finske beslutning om at erstatte brændselsafgifter med forbrugsafgifter demonstrerer, hvor vigtigt dette er.

En miljøafgift vil ikke nødvendigvis skabe meget provenu til staten. Da energiafgifterne i de nordiske lande i dag giver et betydeligt bidrag til de offentlige kasser, kan en overgang til miljøafgifter skabe problemer i form af manglende indtægter. En løsning ville være at supplere med forbrugsafgifter, der ikke påvirker konkurrencen på elmarkedet, og derfor kan fastsættes efter det enkelte lands indtægtsbehov.

Vores analyse af produktionsomkostningerne for forskellige elteknologier viser, at kraftvarme kan konkurrere med de traditionelle kraftværks-teknologier både med hensyn til langsigtede og kortsigtede marginalomkostninger. Den eneste undtagelse er halmfyret kraftvarme. Konsekvente miljøafgifter, som den finske energiafgift og afgiften foreslået af den Europæiske Kommission, vil øge kraftvarmens konkurrenceevne på det nordiske elmarked.

## Litteratur

- Amundsen, E.S. et.al. (1993), *Analyse av norsk krafteksport*, SNF-rapport 9/93, Bergen.
- Amundsen, E.S. et.al. (1994), *A numerical model of an integrated European electricity market*, SNF Working Paper 33/1994, Bergen.
- Baumol, W.J. and D.F. Bradford (1970), "Optimal departures from marginal cost pricing", *American Economic Review* (60), pp. 265-83.
- Christiansen, V (1996), *Optimal og "grønn" beskatning*, in NOU (Norges offentlige utredninger): 9, *Grønne skatter- en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*, Oslo, pp. 323-47.
- DØR (Det Økonomiske Råd) (1993), *Miljø: prioritering og regulering*, Kap. III in *Dansk Økonomi, Forår 1993*, Copenhagen.
- Energistyrelsen (1995), *Teknologidata for el- og varmeproduktionsanlæg*, København.
- Gjelsvik, E. (1996), *Kraftmarkeder i Norden og vesteuropeiske land - kostnadseffektivitet, handel og utslipp til luft*, in NOU (Norges offentlige utredninger): 9, *Grønne skatter- en politikk for bedre miljø og høy sysselsetting*, Oslo, pp. 365-87.
- Grohnheit, P.E. (1996), *Modelresultater for det danske elsystem*, AKF-rapport, Copenhagen.
- Halseth, A. (1996), *Danmarks rolle i det nordiske kraftmarked*, Enfo rapport 2/96, Oslo.
- Hansen, M.I., T.A. Johnsen and J.Ø. Oftedal (1996), *Det norske kraftmarkedet til år 2020*, Reports 96/16, Statistics Norway, Oslo.
- Johnsen, T.A. and H.T. Mysen (1994), *The Nordic electricity market: consequences of national deregulations and trade liberalisation*, Paper, Statistics Norway, Oslo.
- Larsen, A. and J. Munksgaard (1996), *Samfundsmæssig værdi af vindkraft*, AKF-rapport, Copenhagen.
- Larsen, A. And O.J. Olsen (1995), *Konkurrence i energisektoren og statslig regulering*, AKF-rapport, Copenhagen.
- Midttun, A. and O. Hagen (1995), *Environmental policy as democratic proclamation and functional practice: a comparative study of environmental taxation in the electricity sector in the Nordic countries as of 1994*, Research Report 1995/6, Norwegian School of Management, Center for Electricity Studies, Oslo.
- Nordisk ad hoc gruppe vedr. energibeskatning (1996), *Foreløbigt arbeidspapir om energibeskatning på elområdet*, MR-EN 3/94-4, Copenhagen.

## Appendix I



DANSKE  
FJERNVARMEVÆRKERES  
FORENING

### DFF's beregninger

#### Ændrede forudsætninger

Den positive økonomi, som rapporten påviser for f.eks. flisfyret kraftvarme, baseres på anlæg i størrelsesordenen 20-50 MWe, som ikke lader sig indplacere i den danske energiforsyning, idet alle varmemarkeder af en størrelsesorden der ville passe et sådant fliskraftvarmeværk, er optaget af naturgassen. Desuden er så store anlæg også irrelevante i Danmark, da der ikke kan skaffes så store flismængder. Danske anlæg vil være i størrelsesordenen 0,5-5,0 MWe og investeringen pr MW vil blive betydelig højere end forudsat i rapportens beregninger. Dette gælder også vedligeholdelsesomkostningerne for fliskraftvarme Halmvarmeværker i størrelsesordenen 5-50 MWe er kun relevante i elværksammenhæng. Halmkraftvarmeværker i Fjernvarmeregi vil også kun blive i størrelsesordenen 0,5-5,0 MWe. Så de samme forhold omkring investeringer og vedligeholdelsesomkostninger gør sig gældende for halmkraftvarme som for fliskraftvarme. De brændselspriser der anvendes i rapporten er svenske og finske priser som ligger en del under de faktiske priser i Danmark, som for både flis og halm ligger på det dobbelte. 30-38 kr/GJ for de værker vi har kendskab til.

Rapportens beregninger for decentral naturgaskraftvarmes konkurrenceevne er også baseret på forudsætninger, der ikke er identiske med de faktisk forhold i Danmark.

Der anvendes en gaspris på 22 kr/GJ hvilket svarer til 0,871 kr/m<sup>3</sup>, medens den gennemsnitlige eltarif for naturgas i 1996 lå på 1,255 kr/m<sup>3</sup>. Den reelle pris er altså 44 % højere.

De elvirkningsgrader der anvendes for både motorer og gasturbiner gælder større anlæg end dem der er fremherskende i Danmark. I Danmark ligger motorenes elvirkningsgrader reelt på ca. 37 % imod rapportens 39 %, og indberetninger til DFF viser at turbinernes elvirkningsgrad ligger mellem 26 % og 29 % i modsætning til rapportens antagelse om 35 % elvirkningsgrad.

Endelig skal det nævnes, at afregningsprisen for elektricitet fra decentrale kraftvarmeværker i øjeblikket ligger på ca. 300 kr/MWh, eller ca 50 % over elprisen der anvendes i rapporten.

DFF har gennemført beregninger svarende til rapportens med forudsætningerne ændret i overensstemmelse med bemærkningerne ovenfor - men øvrige forhold uændrede. Det medfører følgende ændringer i varmeprisen.

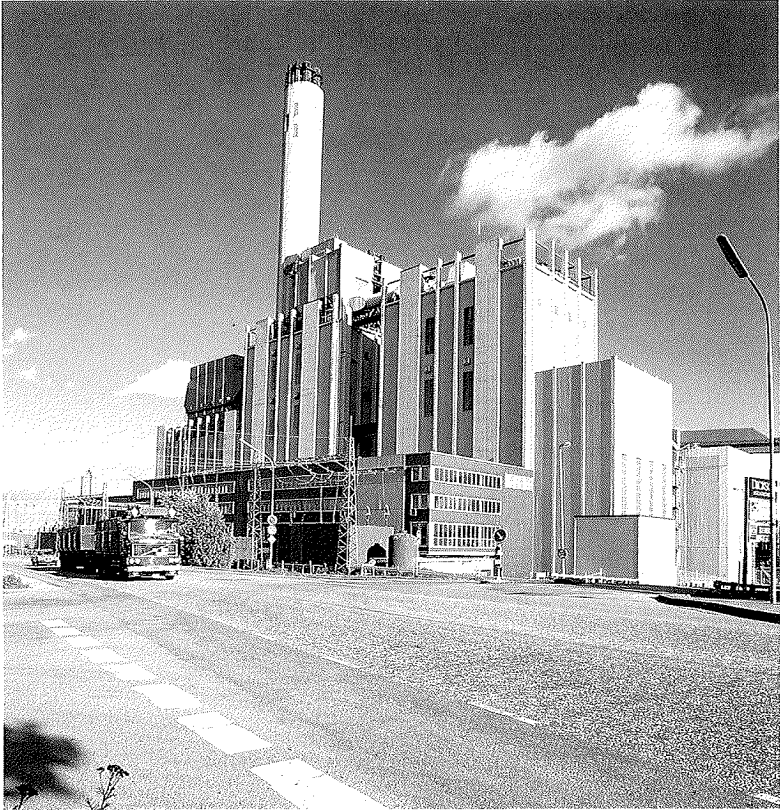
Marginalomkostning ved varme	Ændrede forudsæt. (se teksten ovenfor)		Rapportens tal (Tabel 7.3 & 7.4)	
	Langsigt marg.omk	Kortsigt marg.omk	Langsigt marg.omk	Kortsigt marg.omk
Gasturbine	63,8	54,4	59,0	38,4
Gasmotor	76,6	62,1	66,6	31,0
Gas Combined Cycle	49,0	16,8	24,1	-22,8
Fliskraftvarme	86,3*	30,6*	8,0	-6,2
Halmkraftvarme	103,5*	43,6*	36,2	-22,1

\*Gælder anlæg <5 MW Rapportens tal gælder anlæg 17-48 MW Elpris 300 Dkr/MWh

Under antagelse af en elpris på 200 Dkr/MWh beregnes en resulterende varmepris for hver af kraftvarmeteknologierne. Den anvendte elpris er bestemt ved modelsimulationer af et åbent nordisk elmarked. Som alternativ varmepris anvendes prisen på varme fra en naturgaskedel. Som brændselspriser anvendes priserne på konkurrenceprægede brændselsmarkeder.



- Der er Fremtid i Fjernvarme...



*Kraftvarme-værk i Västerås.*



**DANSKE FJERNVARMEVÆRKERS FORENING**

Fjernvarmens Hus  
Galgebjergvej 44 · 6000 Kolding  
Telefon 76 30 80 00 · Telefax 75 52 89 62