

Energipriser og energitakster

1. Indledning

Alle har kunnet mærke udviklingen i energipriserne i 70'erne specielt for olieprodukter. Netop fordi disse prisstigninger er sket i ret korte og isolerede perioder - såkaldte energiprishop - har det været svært at drage konklusioner om, hvorledes højere priser indvirker på forbrugsmønstre og produktionsstruktur.

Energipriselasticiteter udtrykker forholdet mellem ændringer i forbrug og ændringer i pris. En stor priselasticitet udtrykker en smidig tilpasning i forbrugsmønstret hos energiforbrugerne. Disse elasticiteter vil imidlertid ændre sig gennem tiden, specielt, når »energiregningen« hos den enkelte stiger fra f.eks. at være 5 pct. til 20 pct. af husholdningsbudgettet. Selv om energiforbruget halveres, fordobles energiudgiften og forbrugeren skal opgive at købe visse andre varer.

Som afledt effekt af sådanne kraftige brændselsprisændringer vil der være behov for produktionsomlægninger, f.eks. i form af energibesparende foranstaltninger samt ændringer i energiforsyningsstrukturen. Udviklingen i de relative priser på brændselsarterne (1952-1982) er vist i figur 1. Blandt de omlægninger, der er sket i Danmark i de seneste årtier, kan som eksempel nævnes husholdningernes overgang fra koks til olie fra midten af

50'erne. Denne omlægning var forårsaget af den faldende realpris på olie samt fordelene ved anvendelse af olie (mindre pasningsarbejde og svineri).

Dels på grund af transportomkostningerne og distributionssystemets indretning på leverance af olie, dels på grund af indretningen af de enkelte fyr og det ubehag, der er forbundet med kulafbrænding, har de voldsomme olieprisstigninger i 70'erne ikke givet anledning til et skift tilbage til koks. Derimod har de danske elværker og større industrivirksomheder været hurtige til at investere i kulfyringsanlæg. Disse omlægninger er ikke sket som resultat af offentlig styring - det er tværtimod markedssignalerne, der har været afgørende for omlægningen.

Et af de væsentlige spørgsmål idag er, om de prissignaler, som markedsmekanismen transmitterer til forbrugerne, igen vil komme til at svinge som i 70'erne. Spørgsmålet er, om det for fremtiden vil være en fordel at indrette prissignalerne således, at de i højere grad formidler *samfundsmæssige overvejelser*, vedrørende både forventninger til udviklingen i prisniveauet for de enkelte brændselsarter samt usikkerheden vedrørende prisernes stabilitet, for dermed at opretholde, udjævne eller forstærke incitamentet til omlægninger. Hertil kommer, at de kapitalkrævende investeringer på energiområdet gør en afstemt politik vedrørende både energipriserne og energitaksterne (forbrugernes betaling for kollektive leverancer) nødvendig. Dette hensyn er sær-

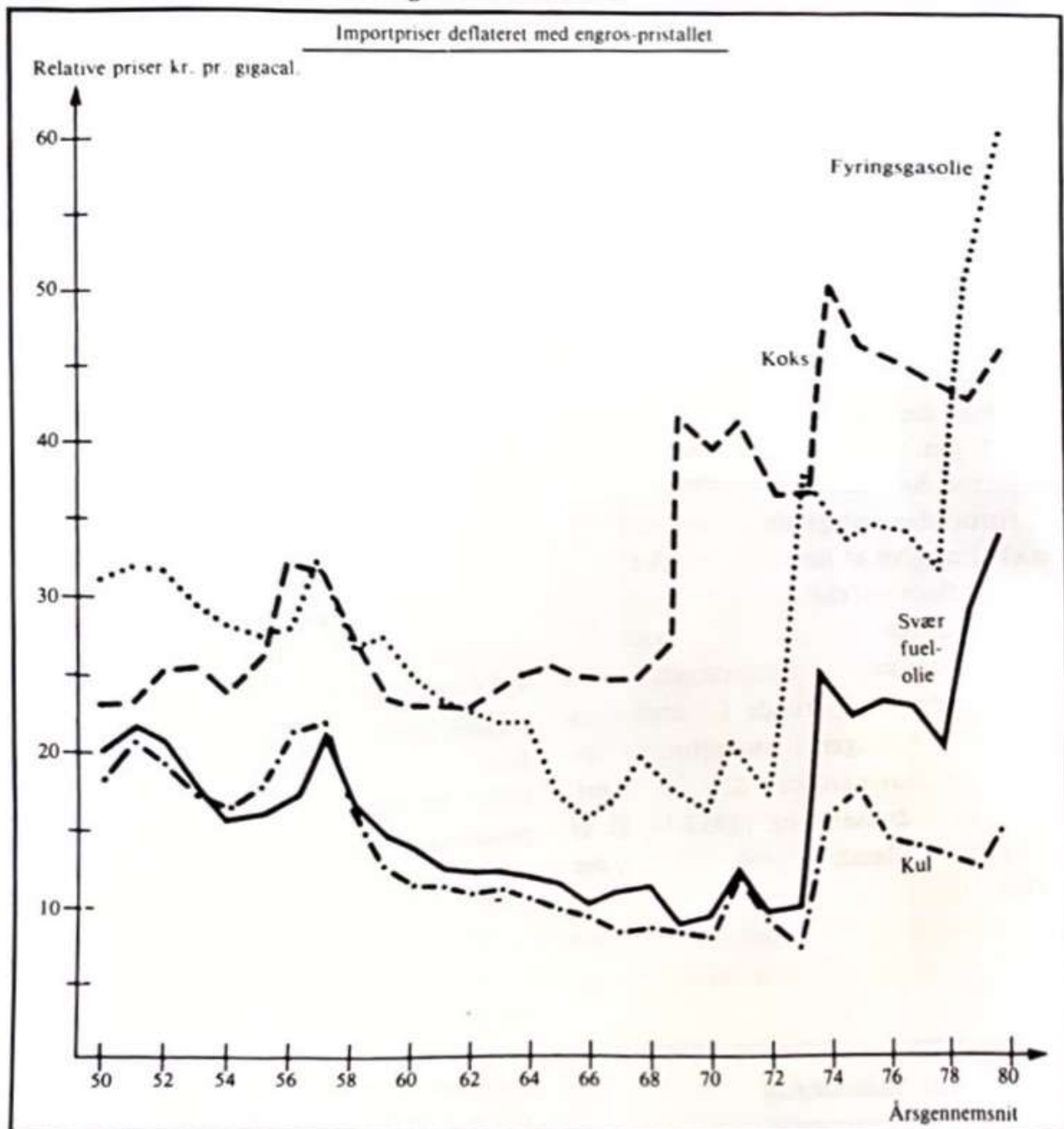
*Lic. polit., fuldmægtig
i Budgetdepartementet*

lig aktuelt på energiområdet, da investeringer i den kollektive forsyning hovedsagelig planlægges af offentlige og koncessionerede selskaber. I disse år foregår disse selskabers planlægning i nøje samarbejde med den varmeplanlægning, som varetages af kommunerne på basis af energiministeriets bekendtgørelser, cirkulærer og vejledninger¹⁾. Selskabernes planlægning skal herefter godkendes af de berørte myndigheder.

2. Energifriselasticiteter

OECD (1980) skønner, at priselasticiteten for Danmarks samlede energiefterspørgsel er $\div 0,36$ på kort sigt (det første år), men stiger til $+0,69$ over en periode på seks år, mens indkomstelasticiteten er $0,86$ (jfr. tabel 1.). Forbrugernes reaktion på realprisstigninger stiger over tid. I lyset af de betydelige investeringsbyrder, som omstilling mellem energiforsyningsformer forårsager, stiger det skønnede elasti-

Figur 1 Importpriser for forskellige brændselsarter.



Kilde: Erik Ib Schmidt, Energi og Samfund (1981).

Tabel 1

Indkomst og priselasticitet i energiefterspørgslen for perioden 1960-1977.

	Indkomst elasticitet	Pris elasticitet	
		Kort sigt	Langt sigt
USA	0,92	+ 0,28	+ 0,54
Tyskland	0,77	+ 0,53	+ 1,03
Frankrig	0,84	+ 0,44	+ 0,85
UK	0,29	+ 0,36	+ 0,69
Danmark	0,86	+ 0,36	+ 0,69
Sverige	1,03	+ 0,09	+ 0,19

Kilde: OECD Energy Demand and Energy Prices (Working Party Report, March 1980).

tetsmål selv efter seks års forløb. Kraftigt svingende reale/relative priser vil derfor have indflydelse på omstillingsmønstret selv efter en længere årrække.

Det bør imidlertid påpeges, at disse historiske mål er relateret til perioder, hvor indkomsteffekten var den væsentlige forklarende faktor. Mål baseret på tidligere perioder kan derfor næppe anvendes til at forudsige tilpasningsmønstret i energiforbruget efter de radikale ændringer, der har fundet sted i 70'erne. De historiske

data giver ikke tilstrækkelig basis for at skelne mellem effekterne af indkomstændring og prisændringer på energiforbruget. Ligeledes vil andre faktorer såsom *omstillingsmuligheder* mellem forsyningsformerne, *forventninger* til energiprisændringer og *tilpasningstrægheder* påvirke priselasticitetens størrelse.

En yderligere svaghed ved OECD's estimationer er, at de alene er relateret til det aggregerede energiforbrug, mens en lige så stor interesse må samle sig om omstillingen mellem de enkelte brændselsformer. Estimationer (tværsnit) baseret på data fra 49 amerikanske stater for perioden 1968-72 viser, at priser på de forskellige brændselsarter har haft stærk effekt på omstillingen mellem forsyningsformerne (jfr. tabel 2).

Hvilke implikationer kan man drage fra disse elasticitetsmål? Da tilpasningen til energiprisændringer og ændringer i energiefterspørgslen afledt af indkomstændringer strækker sig over et antal år, vil forbrugernes reaktionsmønster især være påvirket af *forventninger* til fremti-

Tabel 2: Energipriselasticiteter for USA (1968-1972)

Bolig-opvarmning	gaspris	oliepris	elpris	kulpris	
gasforbrug	SR	-0.15	0.01	0.01	n.a.
	LR	-1.01	0.05	0.17	n.a.
olieforbrug	SR	0.04	-0.18	0.01	n.a.
	LR	0.19	-1.12	0.16	n.a.
elforbrug	SR	0.05	0.01	-0.19	n.a.
	LR	0.17	0.05	-1.00	n.a.
Procesforbrug					
gasforbrug	SR	-0.07	0.01	0.03	0.01
	LR	-0.81	0.14	0.34	0.15
olieforbrug	SR	0.06	-0.11	0.03	0.01
	LR	0.75	-1.32	0.34	0.14
elforbrug	SR	0.06	0.01	-0.11	0.01
	LR	0.73	0.13	-1.28	0.14
kulforsyning	SR	0.06	0.01	0.03	-0.10
	LR	0.75	0.14	0.33	-1.14

SR = elasticitet på kort sigt

LR = elasticitet på langt sigt

Kilde: P.J. Joskow and M.L. Baughman, »The Future of the U.S. Nuclear Energy Industry«, Bell Journal of Economics (Spring 1976).

dige prisændringer. Efter olieprishoppet i 1973-74 forventede mange et fald i realprisen på olie. Disse forventninger gik i opfyldelse og har været med til at forsinke forbrugernes omstilling mellem forsyningsformerne. Omvendt vil en forventning om konstant stigende realpriser efter al sandsynlighed udløse større efterspørgselsændringer end i OECD's observationer fra 70'erne.

For at undgå de uheldige virkninger af svingende energipriser på omlægningen inden for energisektoren, og på inflationsraten og makroøkonomien i øvrigt, kunne man med fordel overveje en model, hvorefter skattesatserne løbende tilpasses således, at man sikrer reelt svagt stigende, men stabile energipriser. Disse overvejelser aktualiseres specielt med udsigten til faldende oliepriser i de næstkommende år. Det må frygtes, at et kortsigtet prisfald endnu engang vil blive efterfulgt af et energiprishop. Svagt stigende brændselspriser vil tilskynde til investeringer i energibesparelser og dermed reducere indu-

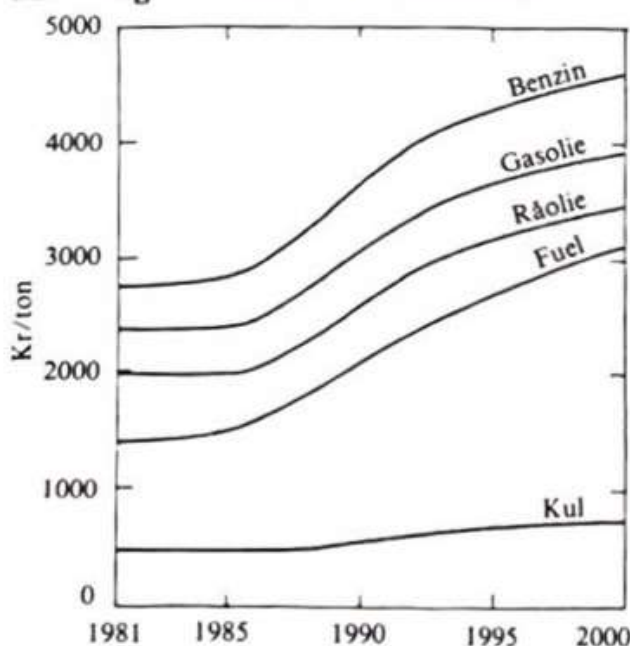
strilandenenes afhængighed af importeret brændsel på længere sigt.

Når den overordnede målsætning er at holde priserne på brændsel svagt stigende, vil *udviklingen i de primære brændselspriser indbyrdes forhold* over for hinanden være blandt de omkostningselementer, der bliver afgørende for, hvilken omstilling forbrugerne motiveres til. En vurdering af udbuds- og efterspørgselsforholdene samt substitutionsmulighederne bør lægges til grund for et skøn over de enkelte brændselsarters indbyrdes prisudvikling over tid (jfr. figur 2 som viser de forventninger, som lå til grund for Energiplan 1981).

Det er nødvendigt at inddrage disse overordnede forventninger til de enkelte brændselsarters prisudvikling på længere sigt i vurderingen af den ønskelige omstilling mellem forsyningsformerne. Men de relative energiprisers indbyrdes udvikling over tid er kun ét element i vurderingen af de samfundsøkonomiske konsekvenser af en omstilling mellem forsyningsformerne. Mens det kan være svært nok (på basis af kendte ressourcebalancer, efterspørgselsforhold m.m.) at skønne over den fremtidige udvikling i brændselspriserne, er det en indviklet sag at *supplere* disse vurderinger med *prissignaler til forbrugerne*, som afspejler både brændselsomkostningerne og de meget betydelige investeringsudgifter, som er forbundet med konvertering, transmission og distribution af de kollektive energiforsyningsformer.

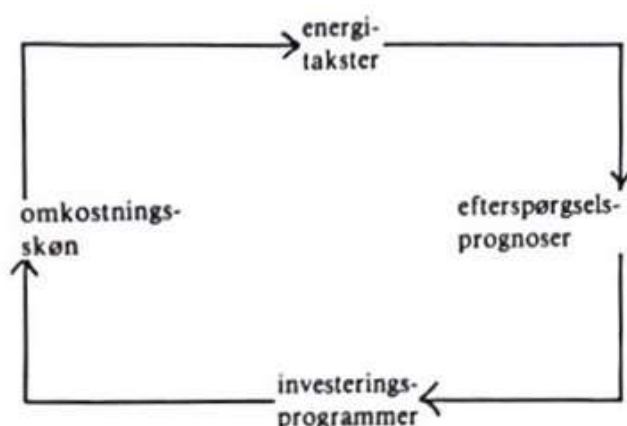
Da disse prissignaler direkte påvirker de enkelte brugeres energiefterspørgsel, er de af central betydning for ressourceallokering inden for energisektoren, for de enkelte virksomheders finansielle forhold og for samfundsøkonomien. Der bør derfor tages hensyn til allokeringen af samfundets ressourcer ved indretningen af taksterne for de kollektive energileveran-

Figur 2. Prognoser for den relative prisudvikling for enkelte brændselsarter.



Kilde: Energiplan 81

cer. Taksterne skal indrettes således, at de signalerer sammenhængen mellem energipriser, energiefterspørgsel, investeringsprogrammer og investeringsomkostninger over for forbrugerne.



Når energipriselasticiteten er større end nul, bestemmes disse forhold simultant. I forlængelse heraf er det afgørende, hvilket takstfastsættelsesprincip man anvender - forskellige principper giver anledning til ændret energiefterspørgsel og ændret investeringsbehov. Formålet med denne artikel er bl.a. at undersøge, om de ovenfor skitserede sammenhænge kan indkorporeres i en koordineret afgifts- og takstfastsættelsespolitik for kollektive forsyningsselskaber.

3. Grænseomkostninger²⁾

I den simple økonomiske model ses der bort fra eksistensen af *monopoler, ekster-naliteter og mangel på delelighed i pro-duktionsfaktorerne*. Endvidere antages det, at fordelene (benefits) og omkostnin-gerne ved at betale en krone mere eller mindre for den pågældende energileve-rance er den samme for *alle* forbrugere, dvs. man ser bort fra de *fordelingsmæs-sige konsekvenser* af energitakstfastsæt-telse. Ifølge denne model opnås en ratio-nel ressourceallokering alene, når priser sættes lig *grænseomkostningerne* ved de enkelte energiforsyningsformer. Grænse-

omkostningerne måler værdien af de resourcer, som samfundet skal anvende for at producere en ekstra enhed af den pågældende vare i den ene tidsperiode. Hvis forbrugerne er parate til at betale mere end de grænseomkostninger, der er forbundet med tilvejebringelsen af en ekstra vare-enhed, så kan allokeringen af ressourcerne i samfundet forbedres ved at øge produktionen. Energipriser, som er baseret på grænseomkostninger formidler information til forbrugerne vedrørende, hvilke energiforsyningsformer, der belaster samfundet med en større ressourceindsats og hvilke andre former, der virker mindre ressourcekrævende.

Bemærk, at grænseomkostningerne viser hvor stor en ressourceindsats, der skal anvendes for at imødekomme en *ændring* i energiefterspørgslen - de er relateret til *forbrugsprognoser* og ikke til de historiske gennemsnitsomkostninger (de regnskabsmæssige omkostninger) ved at tilvejebringe forsyningen. Derfor kan man ikke være sikker på, at den enkelte forsyningsvirksomhed opnår regnskabsmæssig balance, når man sætter priser efter grænseomkostningsprincippet.

I et samfund med inflation vil der normalt ved anvendelse af grænseomkostningsbestemte priser efter en årrække være tale om »overskud« i forhold til den indtægt, der præcis skal dække de historiske omkostninger ved driften, forrentningen og afskrivningen af forsyningsanlægget. Overskuddet opstår, fordi grænseomkostninger relateres løbende til den *nuværende* ressourcemæssige belastning ved de enkelte forsyningsformer, og priserne specificeres altid i forhold til det aktuelle prisniveau. Den traditionelle komparativ-statistiske økonomiske model er alene egnet til at vise effekterne på den regnskabsmæssige balance som om de fandt sted på ét og samme tidspunkt - derfor er der iføl-

ge denne model tilsyneladende mulighed for overskud såvel som underskud i driften, alt afhængig af efterspørgselskurvens placering (jfr. figur 3.).

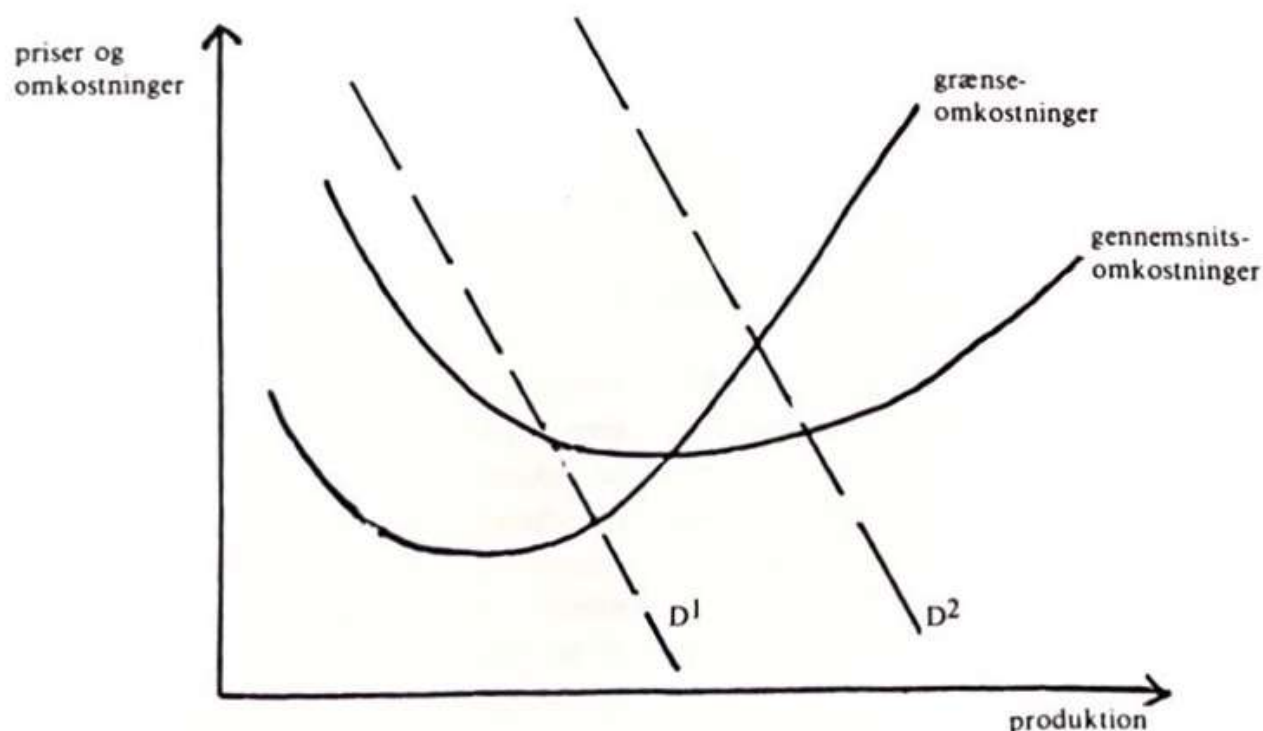
Før grænseomkostningsbegrebet forsøges fortolket med henblik på at uddrage visse konsekvenser for takstfastsættelse, må det erkendes, at begrebet ikke i sig selv er entydigt. Grænseomkostningerne vil variere alt afhængig af, hvilken periode de måles i forhold til. Jo længere tidsperiode, jo større muligheder vil der være for at tilpasse kapitalapparatets størrelse. En ændring i efterspørgslen, som er forudset vil betyde, at grænseomkostningerne bliver betydelige lavere end ved en pludselig opstået efterspørgselsændring. Samtidig vil der være mulighed for at høste fordele af rationaliseringer/forbedringer i tråd med den teknologiske udvikling.

Denne problemstilling kan illustreres ved at antage, at f.eks. elektricitet produceres fra en række ens produktionsen-

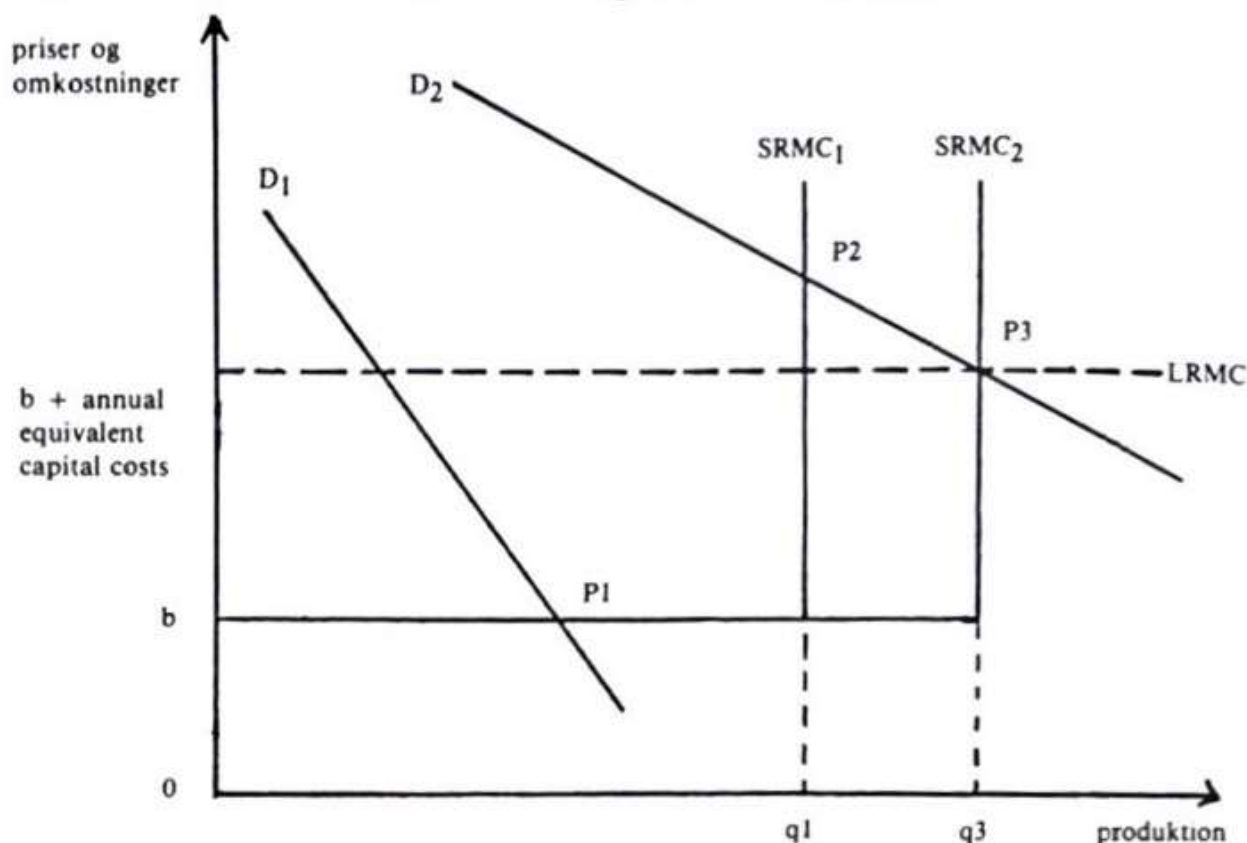
heder med identiske enhedsomkostninger (jfr. figur 4). De kortsigtede grænseomkostninger er Ob indtil produktionsniveau Oq_1 , hvor de bliver uendelige store. Når efterspørgslen er mindre end Oq_1 , vil priser være lige med de kortsigtede grænseomkostninger - der betales intet bidrag til tilvejebringelsen af det anlagte kapitalapparat eller til erstatning af dette apparat. Når efterspørgslen øges, vil der opstå flaskehalse i forsyningen, og alene prisen P_2 vil kunne »rationere« den begrænsede forsyning.

P_2 , som afspejler forbrugernes betalingsvillighed, fastsættes således, at der netop er afsætning til hele forsyningen, men i dette tilfælde kan man ikke være sikker på, om det nuværende anlæg er af optimal størrelse. Figuren viser produktionen pr. periode, mens anlæggets levetid strækker sig over flere år. Hvis man stadigvæk bibeholder antagelsen om anlæggets delighed og samtidig ser bort fra teknologisk fremskridt m.m. (dvs. for-

Figur 3. Den komparativ-statistiske model.



Figur 4. Grænseomkostninger i den komparativ-statistiske model.



hold som vil kunne ændre omkostningsforholdene over tid) kan anlægsudgifterne udtrykkes som et beløb pr. produceret enhed (annual equivalent capital cost). Disse udgifter, som skal dække forrentningen og afskrivningen af anlægget, kan lægges til driftsudgifterne. Forrentningen dækker renteudgifterne i det enkelte driftsår, mens afskrivningen er lige forskellen i anlæggets nutidsværdi ved begyndelsen af den ene driftsperiode og afslutningen af samme driftsperiode.

Det anvendte forretningsbegreb er den samfundsøkonomiske forrentning. Denne kan skønsmæssigt måles ved en afkastningsrate, svarende til den samfundsøkonomiske kalkulationsrente, som anvendes i vurderingen af offentlige investeringsprojekter³⁾. Ligeledes referer afskrivningssaldoen til de realøkonomiske afskrivninger, som er knyttet til anlægget fordelt over anlæggets levetid. Når disse omkostninger lægges til driftsomkostningerne ved forsyningen, vil man

kunne skønne over størrelsen af grænseomkostningerne i anlæggets enkelte driftsår. Det bør understreges, at disse størrelser kun *tilnærmelsesvis* kan sammenlignes med de egentlige grænseomkostninger, da man her ser bort fra teknologiske fremskridt samt ændringer i anlæggets indretning/størrelse m.m., der vil blive aktuelle f.eks. som resultat af ændrede forventninger til udviklingen i de relative brændselspriser og kapitalomkostninger.

I figuren ligger den langsigtede grænseomkostningskurve (LRMC) under P2 - da kapacitetsgrænserne antages at være fuldt fleksible. Man bør udvide kapaciteten fra Oq_1 til Oq_3 , hvor både kortsigtede og langsigtede grænseomkostninger er lige P3. Udgangspunktet for prisfastsættelsen på energiområdet bør ifølge denne analyse være de *kortsigtede grænseomkostninger* ved at tilvejebringe den pågældende forsyningsform.

Denne noget abstrakte problemformulering bør imidlertid ses i sammenhæng

med en række praktiske forhold, som oftest rejses i debatten vedrørende investeringsanalyser på dette område. I forbindelse med fastsættelse af gasforsyningsområdeafgrænsning, kunne man nemlig spørge om grænseomkostningerne ved forsyningen fra transmissionssystemet kan bestemmes som beskrevet ovenfor eller, da systemet ikke kan betragtes som deleligt, som værende lig nul (- de kortsigtede grænseomkostninger ved en forsyningsudvidelse). Valget mellem omkostningsbegrebene beror specielt på følgende forhold.

For det første vil anvendelse af kortsigtede grænseomkostninger medføre svingende forbrugspriser - som vist i forløbet mellem P1, P2 og P3 i Figur 4. Alt afhængig af kapitalapparatets udnyttelsesgrad vil forbrugerne modtage forskellige signaler. Dette er især uheldigt i sammenhængende systemer, hvor enkelte produktionsanlæg løbende bliver fornyet og udvidet (som i elektricitetsforsyningen). Hvis det i sådanne systemer er de kortsigtede grænseomkostninger, som videreformidles til forbrugerne, vil forbrugerprisen og dermed forbrugsniveauet, rentabiliteten af omstilling mellem forskellige energiformer og isoleringsudgifters rentabilitet svinge over tid. Samtidig vil princippet virke drivende på efterspørgselsniveauet og investeringsomfanget, da priserne indrettes således, at der altid er fuld kapacitetsudnyttelse. På grund af disse dynamiske overvejelser vil det i praksis være nødvendigt at bruge et prisniveau, som afspejler de *langsigtede grænseomkostninger*.

For det andet kan der argumenteres for at tage udgangspunkt i forskellige omkostningsbegreber i forskellige *faser og perspektiver i planlægningen* af de enkelte anlæg. Det vil f.eks. være indlysende at medregne de omkostninger, forbundet

med anlæg af transmissionsledningerne, i overvejelserne vedrørende områdeafgrænsningen *inden* transmissionssystemet er opbygget. Men når transmissionssystemet er anlagt vil der kunne argumenteres for at disse omkostninger ikke bliver inkluderet i de økonomiske vurderinger af en udvidelse af fordelingsnettet.

Denne fremgangsmåde kan være berettiget, hvor omkostningerne ved omstilling mellem forsyningsformerne er lave. Ved tilslutning af større industrivirksomheder til gassystemet (f.eks. af hensyn til belastningsudjævning) vil dette være tilfældet - her vil afvegningen mellem f.eks. større eksport og større gasanvendelse (til fortrængning af alternativ fuelolieforbrug) netop kunne ske på basis af de kortsigtede grænseomkostninger forbundet med forsyningsudvidelsen. Denne sammenligning er imidlertid mindre relevant når større eksport af gas skal sammenlignes med udbygning i nye villa-områder. Her må anlæg af gasfordelingsnet og brugerinstallationer anses som en *langsigtet disposition*, som derfor må tage udgangspunkt i en omkostningsopgørelse, som dækker samtlige anlæg incl. et bidrag til gastransmission.

Endelig er det ved valg af omkostningsbegreb væsentligt at opnå *neutralitet i vurderingen imellem forskellige forsyningsformer*. Problemet er, at de kollektive forsyningssystemer er meget forskellige i deres opbygning og indretning. En manglende opkrævning til gastransmissionssystemets forrentning vil oftest ikke være neutral over for f.eks. udvidet fjernvarmeforsyning, da nye fjernvarmeanlæg vil blive (eller allerede er) etableret på forskellige tidspunkter i forskellige størrelser og teknologisk indretning. Selv om anlægsudgifterne til gastransmission ikke ændres direkte ved størrelsen af gasafsætningen, når transmissionssystemet er byg-

get, vil anvendelsen af et kortsigtet grænseomkostningsprincip under disse forhold kunne virke forvridende i valget mellem forsyningsformerne og derved ressourceallokeringen på længere sigt. I valget mellem forsyningsformerne vil det derfor være nødvendigt at inkludere et bidrag til amortisation af transmissionssystemet for dermed at muliggøre en sammenligning de forskellige kollektive forsyningssystemer imellem.

Som supplement til de omkostningsprincipper der anvendes i investeringsanalyserne er det væsentligt, at man anvender nogenlunde samme takstfastsættelsesprincipper for de forskellige forsyningssystemer, i hvert fald når taksterne er bestemmende for forbrugernes valg mellem systemerne. Senere i artiklen (jfr. afsnit 6) beskrives visse praktiske konsekvenser for takstfastsættelse ved anvendelse af grænseomkostningsprincippet⁴⁾.

4. Spidslastpriser

I det sidste afsnit blev det antaget, at der er én efterspørgselskurve for hver energitype inden for hver periode - f.eks. et år. Flaskehalse i de kollektive energiforsyningssystemer opstår imidlertid kun for visse tidsrum - f.eks. i vintermånederne mellem syv og ni om morgenen og sytten til tyve om aftenen. Disse spidsperioder er kostbare, da gaslagre, fjernvarmeværkers kapacitet og spidslastværker i elforsyningen netop skal indrettes til opfyldelse af disse forsyningsspidser. Kapaciteten af transmissionssystemerne skal ligeledes indrettes for at kunne behandle spidslastmængderne. På grund af de store transmissionstab i elforsyningen vil den geografiske fordeling af effektefterspørgslen i spidslastperioder være et supplerende hensyn.

Under disse omstændigheder kan an-

vendelsen af takster, som mindsker spidslastproblemerne, anbefales. En sådan prisfastsættelse vil ikke nødvendigvis flytte efterspørgslen fra spidslastperioderne til andre tidsperioder. Hvis spidserne ligger nogenlunde fast, vil brugerne i spidslastperioder komme til at betale en større andel af de samlede kapitalomkostninger (svarende til P2 i figur 4). Hermed videreføres konsekvenserne (d.v.s. vedrørende forøget kapitaludgifter) af øget forbrug i spidslastperioder til forbrugerne. Hvis spidslasttariffer resulterer i en flytning af efterspørgslen til lavlastperioder, må efterspørgslen i de to periodetyper betragtes som indbyrdes afhængig. Under disse forhold kan allokeringen af kapitalomkostningerne mellem perioderne indrettes således, at man sikrer en mere jævn anvendelse af et mindre kapitalapparat. Hos de enkelte brugere vil mulighederne for at ændre adfærd være væsentlige bestemmende faktorer for hvilken type spidslast, man kan forvente.

For så vidt angår elforbrugende apparater kan disse ofte anvendes på forskellige tidspunkter på døgnet. Spidserne i gasforbruget, som hovedsagelig anvendes til opvarmning, vil ikke kunne påvirkes i så høj grad af spidslasttakster. Ifølge de foregående ræsonnementer kan der derfor være behov for større prisdifferentiering mellem elforbrugere end mellem gasforbrugere for at opnå en mere optimal anvendelse af kapitalapparatet.

Ligesom der er behov for koordinering af taksternes relative højde de forskellige forsyningssystemer imellem, vil der være behov for koordinering af spidslasttakster. Der kan nemlig opstå situationer, hvor f.eks. anvendelse af spidslasttakster i gasforsyningen alene vil give forbrugerne et økonomisk incitament til at supplere gasvarme med elvarme i spidslastperioder. Man bør generelt være opmærksom

på, at anvendelse af forskellige prisfastsættelsesprocedurer i forskellige dele af energisektoren kan påvirke forbrugernes valg i en utilsigtet retning.

Spidslasttakster anvendes idag i elforsyningen bl.a. i UK, Sverige og Frankrig - med betydelige og gunstige effekter på varighedskurvens udseende og derved eludbygningsbehovet. Sådanne takster anvendes ikke i Danmark⁵). Indførelse af spidslasttakster vil efter al sandsynlighed resultere i udskydelser af kapitalkræven- de investeringer i ny elkapacitet.

Det konkluderes, at for at sikre den bedste udnyttelse af samfundets ressourcer bør grænseomkostninger ved de enkelte forsyningsformer anvendes som *udgangspunkt* for overvejelser vedrørende takstfastsættelse. Der vil imidlertid være behov for at tilpasse de målte grænseomkostninger i lyset af forvridninger og eksternaliteter andetsteds i energisektoren og i økonomien iøvrigt. I de følgende afsnit redegøres for visse områder, hvor en nærmere sammenkædning mellem takster og grænseomkostninger især vil kunne fremme hensynet til ressourceallokeringen.

5. Anvendelse af grænseomkostninger i praksis

I det foregående blev der skelnet mellem prisfastsættelsen (a) i perioder, hvor forøgelse af forsyningen forårsager både investeringer og øgede driftsomkostninger (b) i perioder, hvor forsyningsforøgelser alene giver anledning til stigende driftsomkostninger. I et integrerende elforsyningssystem er der imidlertid et stort antal grænseomkostninger, da der anvendes forskellige anlæg med forskellige tekniske egenskaber og aldre. Derfor vil marginalomkostningen ved en forbrugsudvidelse variere i elektricitetssystemet alt afhængig af tidspunktet for forbrugsudvidelsen:

der kan være flere hundrede grænseomkostninger! Det relevante spørgsmål er derfor, i hvor høj grad og på hvilken måde disse grænseomkostninger skal afspejles i takstfastsættelsen⁶).

Ved indretningen af takstsystemet bør der tages hensyn til *omkostningerne* ved indretningen af et system med differentierede takstniveauer (f.eks. vil måler aflæsningsomkostninger være mindre for større forbrugere end for et stort antal mindre forbrugere). Disse udgifter bør indgå i vurderingen af takstsystemernes indretning og vil variere fra energiart til energiart. Hvis forbrugerne skal reagere over for differentierede takster, bør disse *ikke* være for *komplicerede*; takstsystemerne bør kunne forstås af den enkelte.

Takstniveauet kan, som allerede påpeget, relateres til de kortsigtede omkostninger (driften) af de enkelte energisystemer eller de langsigtede omkostninger (anlægs- og driftsomkostninger). Som påpeget i afsnit 3 kan energitakster, der er relateret til de *langsigtede* grænseomkostninger anbefales. Afvigelserne fra denne generelle regel vil imidlertid kunne komme på tale, når der er udsigt til (betydelig) overkapacitet i forsyningen.

Begrundelsen for at anbefale takstfastsættelse med udgangspunkt i de langsigtede grænseomkostninger er bl.a. de lange planlægnings- og byggeperioder ved forsyningsændringer for så vidt angår de kollektive energiforsyningsformer. Når der ikke er ledig kapacitet til rådighed i prognoseperioden, vil udsigt til en forøgelse af forbruget i spidslastperioder give anledning til overvejelser vedrørende udvidelser i kapitalapparatet.

Endvidere vil hyppige tilpasninger af takstniveauerne i et forsøg på at styre energiefterspørgslen være dyr at foranstalte rent teknisk. Hyppige ændringer vil også bidrage til at mindske effekten af

differentierede takster, dels fordi *reaktionerne hos forbrugerne* vil være langsomme (konsekvenserne af takstændringer vil sandsynligvis først påvirke forbruget efter en vis periode), dels fordi der kan være betydelige investeringer knyttet til *omstillingen til nye forbrugsapparater* og evt. til et skift mellem forsyningsformerne.

6. Institutionelle forhold og nuværende praksis

a) Takster som er i overensstemmelse med de regnskabsmæssige omkostninger

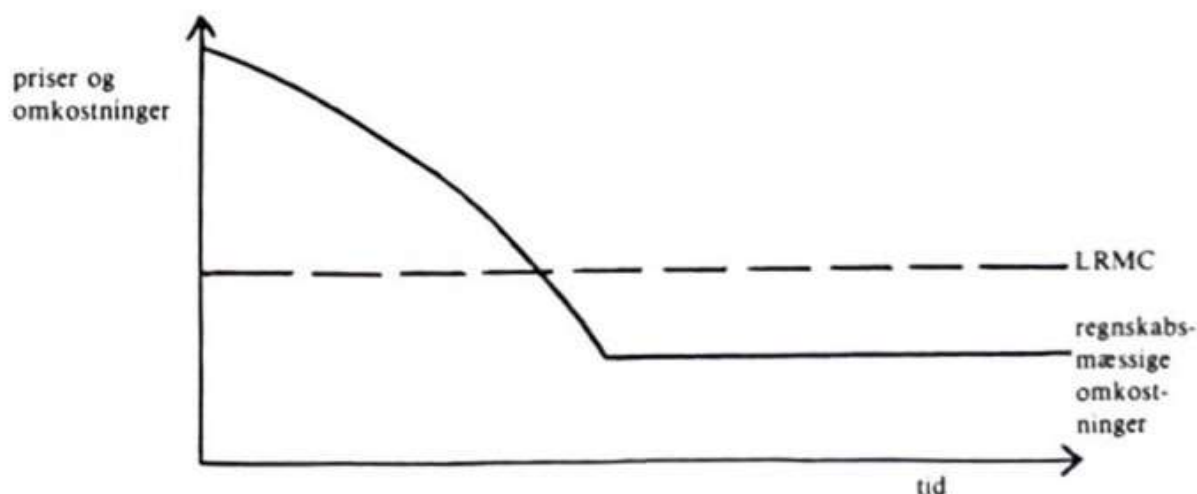
Budskabet i det foregående er, at takstfastsættelsen på energiområdet bør tage udgangspunkt i de langsigtede grænseomkostninger. Ved anvendelse af denne prisfastsættelsesprocedure vil den enkelte virksomheds regnskabsmæssige resultat imidlertid kunne vise et underskud eller et overskud⁷⁾. I de første driftsår vil der typisk være tale om regnskabsmæssige underskud, fulgt af en periode med overskud. Denne udvikling er illustreret i *figur 5*.

Når man anvender regnskabsmæssige omkostninger som basis for takstfastsættelsen vil den finansielle forretnings- og

amortisationsbyrde være størst i de første år af et anlægs levetid. Samtidig med at disse betalinger vil blive udhulet af inflationen⁸⁾, vil f.eks. anvendelsen af en linear afskrivningsmetode medføre, at afskrivningsbyrden mindskes over driftsperioden. Efter at den investerede kapital er amortiseret, falder de regnskabsmæssige omkostninger kraftigt, da man alene skal dække driftsomkostningerne (hovedsagelig brændsel), indtil man påbegynder henlæggelser til et nyt anlæg.

Figur 6 viser, hvordan taksternes *relative* niveau i faste priser, vil kunne komme til at ændre sig over forskellige (alternative) anlægs levetid, når man anvender et »hvile-i-sig-selv« takstprincip⁹⁾. Dette takstfastsættelsesprincip sikrer at takstindtægterne netop er tilstrækkelige til at dække de regnskabsmæssige omkostninger. Det bemærkes, at en del af problemerne falder bort, hvis der er mange anlæg i et sammenkoblet system (elforsyningen), og disse stammer fra forskellige årgange. Men under alle omstændigheder vil de regler, der sikrer opfyldelse af kravet om regnskabsmæssig balance, alene bliver relateret til en vurdering af *den enkelte forsyningsform eller det enkelte anlægs forhold*, uden at tage hensyn til de

Figur 5. Udviklingen i energitakster (faste priser) over et anlægs levetid.



brede energi- og samfundsøkonomiske forhold.

Hvis der indføres et takssystem som i højere grad afspejler de langsigtede grænseomkostninger, vil én konsekvens heraf være, at strukturen i de *relative* takster forbliver nogenlunde uændret over tid.

Alene store ændringer i teknologien i energiforsyningen eller større ændringer i forventningerne til de relative brændselspriser ville på længere sigt få konsekvenser for forbrugernes takstbetaling.

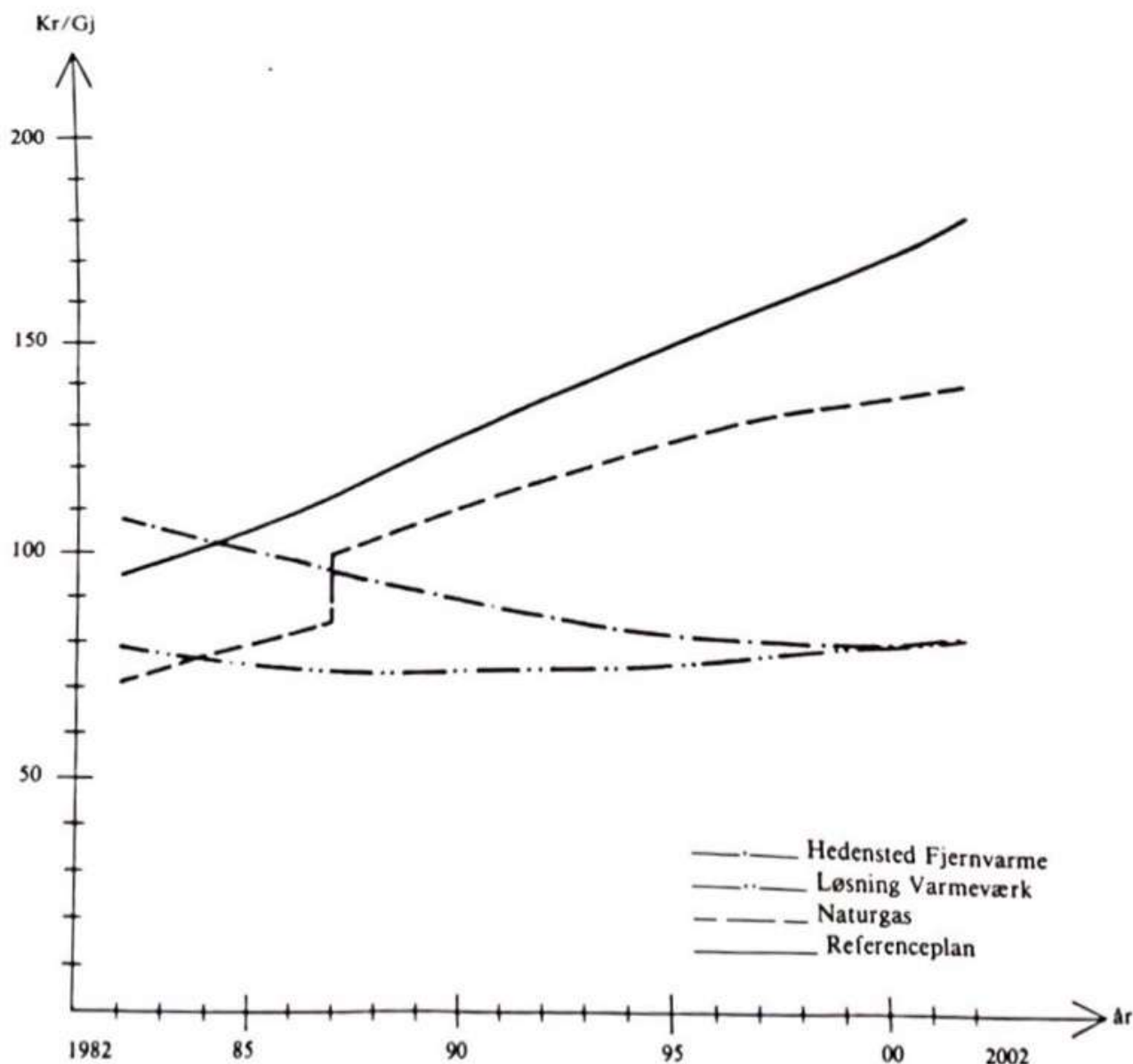
Det kan konstateres, at overholdelsen af selskabernes regnskabsmæssige balan-

Figur 6. Forbrugerbetaling for alternative energiformer.

Kilde: Pilotprojekt for varmeplanlægningen udført i Hedensted kommune.

Udviklingstendens i forbrugerpriser (faste priser).

(For naturgas er regnet med fuld levering i 1982 samt rabatperiode til og med 1986).



Anmærkning; I figuren antages det at, *alle* brændselspriser stiger med 4 pct. per år. Endvidere antages det, at naturgassen sælges med en introduktionsrabat de første fem år efter indførelse og (noget heroisk) at der er 100 pct.s tilslutning i introduktionsåret. Det er effektivitetsgevinsten samt den langsom faldende amortisationsbyrde for gassystemet, der bevirker, at gassen bliver billigere end olie efter 1986. For de alternative kollektive systemer gælder det, at de regnskabsmæssige omkostninger falder i et antal år indtil brændselsprisstigningerne udgør en så stor andel af de samlede omkostninger, at taksterne igen begynder at stige.

ce er uforenelig med et prissæt, som afspejler en målsætning om efficient resourceallokering. Givet at man ikke ønsker at fravige målsætningen vedrørende regnskabsmæssig balance, kunne man forsøge at indrette taksterne således, at *forvridninger* i signalerne til forbrugerne bliver *mindst mulige*. Med de langsigtede grænseomkostninger som udgangspunkt kunne man f.eks. anvende et prissæt, som afspejler »hvad markedet kan bære« -man allokere byrden/lettelsen i priserne (i forhold til grænseomkostningerne) på de kunde grupper, som har den *mindste priselasticitet*. Denne takstpolitik vil være mindst udslagsgivende for resourceallokeringen, da den samlede efterspørgsel ændres mindst mulig i forhold til en situation hvor takster baseres på grænseomkostningerne.

b) Genanskaffelsespriser og langtidsbudgetter

Den takstbetaling, som sikrer regnskabsmæssig balance, resulterer i en faldende real betalingsbyrde over et anlægs levetid. Derfor vil de *relative energipriser* i forsyningen fra forskellige anlæg ændre sig. Opnåelse af regnskabsmæssig balance for et ældre kraftværk stiller helt andre krav til takstniveauet end den samme balance for f.eks. det nyanlagte gassystem. For at opretholde et rimeligt sammenligningsgrundlag i forbrugsvalget forsyningsformerne imellem, kunne de nugældende bestemmelser om »hvile-i-sig-selv« ændres således, at regnskabsmæssig balance defineres i forhold til *genanskaffelsespriser* fremfor de historiske omkostninger ved anlæggenes etablering. Ved hjælp af genanskaffelsespriser kunne man kompensere for den tidsmæssige forskydning i de enkelte anlægs aldre. Men anvendelse af genanskaffelsespriser i forsyningselskaber

bernes regnskaber vil aldrig kunne side-stilles med grænseomkostningsbestemte priser, da disse priser alene refererer til bygning af ét og samme anlæg, hvor den teknologiske udvikling i energipriser m.m. sandsynligvis vil betinge en ny udbygningsstrategi.

En anden mulig løsning, som er forenelig med en prisfastsættelsespraksis, hvor priser fastsættes på et niveau svarende til de langsigtede grænseomkostninger i anlæggenes første leveår (men ikke hindrer faldende priser på længere sigt), er at tillade *fremføring af underskud* i de enkelte selskabers budgetter for dermed at udjævne forbrugerpriserne i et antal år. Hermed mindskes byrden af de høje amortisationsbidrag i anlæggenes første leveår. Loven om ændringen af varmesyningsloven (vedtaget i juni 1982) åbner netop op for denne mulighed for større kraftvarmeprojekter og gasprojektet.

Ifølge de nuværende regler på elforsyningsområdet, som tager udgangspunkt i at sikre, at taksterne afspejler de historiske omkostninger, kan midler til *henlæggelser* til nyinvesteringer opkræves over takstbetalingerne i de sidste 5 år før idriftsættelse af det nye anlæg. Det egentlige behov for de henlagte beløb vil imidlertid være afhængig af, hvordan elektricitets efterspørgslen udvikler sig. Derfor vil der være en tendens til at ophobe investeringsmidler i perioder, hvor stigningen i elforbruget er mindre end forudsat i elværkernes udbygningsplaner, med deraf følgende udskydelser af nye anlægsinvesteringer. Ved anvendelse af genanskaffelsespriser til afskrivning af anlæggene, vil behovet for henlæggelse delvis bortfalde, men det vil under alle omstændigheder være et problem at skønne korrekt over forbrugsudviklingen, de forskellige anlægs levetid samt mulige ændringer i teknologi m.m.

c) Forbrugerbeskyttelse og »hvile-i-sig-selv«-reglen

Elselskaberne er koncessionerede selskaber. De har »pligt« til at forsyne samtlige husholdninger med elektricitet, selvom de egentlige omkostninger ved forsyningen af geografisk marginale kunder ikke selskabsøkonomisk direkte kan dækkes ved disse forbrugeres betaling for den pågældende forsyning. Samtidig har elselskaberne et forsyningsmonopol. Selv om gasdistributionsselskaberne ikke har nogen forsyningsmonopol, vil de befinde sig i en lignende position når forbrugerne har indrettet deres opvarmningsanlæg til forsyning med gas¹⁰). Det samme gælder for etablerede fjernvarmeområder.

Hvile-i-sig-selv som regnskabsmæssigt princip anses som en form for forbrugerbeskyttelse, idet selskaberne ikke uhindret kan opsamle kapitalmidler over taksterne. Samtidig er selve takstfastsættelsen i princippet let at administrere, da beregningsgrundlaget kan hentes i virksomhedernes bogholderi; de samlede takstindtægter skal svare til de faktisk afholdte udgifter. Men princippet sikrer ikke borgerne over for guldbelægningen af transmissionsledningerne, unødigt anvendelse af midler til reklamekampagner, selektive initiativer m.v. Princippet kan bruges til at berettigg *dækningen af selskabernes omkostninger, uanset om disse nærmere kan begrundes eller ej*. Borgernes beskyttelse sikres alene, hvis princippet følges op med nærmere (f.eks. stikprøvevis) *analyser af de enkelte selskabers regnskaber*.

Indførelsen af et alternativt regnskabsmæssigt princip, som også vil kunne sikre en jævnere takstudvikling over de enkelte anlægs levetid, sænker derfor ikke i sig selv forbrugernes beskyttelse. Til gengæld vil der ved den foreslåede takstudjævning kunne opstå *regnskabsmæssig overskud* i

de senere år af et anlægs levetid. Spørgsmålet om, hvordan man kunne disponere over eventuelle overskud drøftes nærmere nedenfor. Størrelsen af disse overskud samt fastsættelsen af, hvor overskuddene opsamles, vil bl.a. være afhængig af hvilket afregningsprincip, der anvendes ved fælles produktion af el og varme.

d) Afregningsforhold ved fælles produktion af elektricitet og varme

I planlægningen af nye kraftværker er det idag især hensynet til *varmeforsyningen*, som motiverer udbygningsønskerne. Da elforbruget har været svagt faldende i de seneste år, har man kunne udskyde beslutninger vedrørende bygningen af ny elkapacitet. Stærkt stigende brændselsomkostninger (især for gasolie) har imidlertid tilskyndet overvejelser i flere potentielle kraftvarmebyer vedrørende fremrykning af bygningen af disse værker. Allokeringen af investeringsbyrden mellem de to produkter (el og varme), som anlæg af denne type leverer, er et meget væsentligt led i planlægningen af disse værker. Endvidere vil det være ønskeligt, at tilpasse de aftalte afregningsforhold ved etablerede værker (- også efter driftsperiodens start -) og dermed forbrugernes betaling således, at disse i højere grad afspejler de ressourcemæssige byrder (og ændringer heri) ved iværksættelse af de pågældende investeringer.

På trods af den betydelige overkapacitet, som der må forventes i elforsyningen i det næste årti (jfr. Elsam's og Elkraft's årlige udbygningsplaner), er de omkostningsfordelingsprincipper, som anvendes idag, udformet således, at el-siden holdes »skadesløs« i forhold til en situation, hvor elektriciteten blev produceret på et almindeligt kondensationsværk, d.v.s. at varmesiden får stort set »hele fordel«

ved den forenede produktion¹¹). I nogle kraftvarmeværker indregnes udelukkende merforbruget af brændsel til den kombinerede produktion i varmeprisen, hvorved hele den såkaldte kraftvarmefordel tilfalder varmesiden, mens andre deler det samlede brændselsforbrug ligeligt mellem el og varme. Da kraft og varme i dag må anses som ligestillede produkter, bør varmen afregnes som et led i den *fælles* produktion (omfattende alle anlægs- og driftsomkostninger), fremfor et spildprodukt eller et biprodukt (som ved beregningen af den ovenfor nævnte kraftvarmefordel).

Når det elmæssige behov for udbygningen er så usikkert, som det er idag, er det spørgsmålet, om ikke elektriciteten skal betragtes som »spildprodukt« i varmeforsyningen. Der synes i hvert fald at være overbevisende argumenter for, at priserne på varmen fra kraftvarmeværkerne skulle dække en langt højere andel af de samlede fælles drifts- og anlægsomkostninger end tilfældet er idag. De signaler om de nuværende afregningsforhold som midler til forbrugerne, afspejler en beslutningssituation, som ikke længere harmonerer med virkeligheden. Ifølge disse afregningsregler kan en beslutning om erstatningen af et ældre kraftvarmeværk med et nyt kraftvarmeværk stort set ligestilles med en beslutning om erstatning af samme kraftvarmeværk med et nyt elværk (uden varmeudtag). I de allerfleste tilfælde er det indlysende, at man ikke vil nedlægge fjernvarmenettet, selvom elforsyningen marginalt kunne blive billigere af den grund. Man bør derfor overveje en *ændring og standardisering af de nuværende afregningsforhold* således, at de i højere grad kommer til at afspejle hensynet til ressourceallokeringen ved nye investeringsbeslutninger.

En konsekvent ændring af det anvendte

prisfastsættelsesprincip vil imidlertid give ganske store ændringer i priserne for varmen fra *ældre* værker. I dag varierer priserne på varme fra kraftvarmeværker med en faktor på ca. 1 til 4. Den foreslåede ændring af afregningsforholdene vil resultere i en (delvis) udligning af disse priser. Men samtidig bør man være opmærksom på, at der vil (som konsekvens af den foreslåede ændring i afregningsforholdene) blive skabt større afvigelser i elpriserne end tilfældet allerede er idag¹²). Disse priser afspejler de historiske omkostninger i forsyningen. Alt afhængigt af, om der i et kraftværksområde er et større eller mindre antal værker med varmeudtag, vil elproduktionsomkostningerne komme til at afvige områderne imellem i endnu højere grad end tilfældet er i dag. Selv om visse fejlsignaler vedrørende ressourceallokeringen fjernes, skabes der samtidig nye prisafvigelser. De nye varmepriser vil i højere grad være i overensstemmelse med grænseomkostningerne i forsyningen, men samtidig skabes visse (nye) uheldige omfordelinger.

Disse problemer kunne løses ad to veje. Enten kunne prisfastsættelse for elektricitet løsrives fra de regnskabsmæssige principper, som anvendes idag, eller også kunne en lignende ændring indføres for så vidt angår den varme, som leveres fra kraft- og fjernvarmeværker. Umiddelbart vil en *fælles* (kategoriopdelt) *forbrugerpris for elektricitet*, som under alle omstændigheder leveres fra sammenhængende net, synes at være en rimelig »nydannelse«.

Alternativt (eller som supplement hertil) kunne der argumenteres for indføring af en *afgift på varmt vand*, som skal betales for den varme, der leveres af kraftvarme- og fjernvarmeværker. Det ønskelige i at indføre denne form for varmeudgift bør ses i lyset af de meget lave priser, som

eksisterer i områder med ældre forsyningssystemer.

Varmeafgiften kunne udformes som en *minimumspris* for dermed at sikre at forbrugerne betaler en pris svarende til de langsigtede grænseomkostninger i forsyningen (jfr. LRMC kurven i figur 5). Afgiftsbyrden ville udgøre forskellen mellem minimumsprisen og de regnskabsmæssige omkostninger forbundet med forsyningen. Det bemærkes, at det ville være hensigtsmæssigt at fordele afgiftsbyrden på de enkelte brugere i henhold til deres varmeregning¹³⁾.

Begge disse mulige nydannelser vil resultere i *fondsdannelser* enten hos elværkerne eller kraft- og fjernvarmeværkerne. Som tidligere påpeget vil sådanne fondsdannelser ikke af sig selv nedsætte incitamentet til rationel adfærd i de enkelte selskaber, men de vil kunne bidrage til sikring af en mere rationel anvendelse af samfundets ressourcer. Realiseringen af denne sidste fordel vil naturligvis afhænge af, hvordan fondsmidlerne anvendes. Det kan ikke tilrådes at anvende sådanne fondsmidler til støtte for lokale projekter, da man hermed etablerer en ny kilde til fejlallokering af samfundets ressourcer (f.eks. lokal tilskud som gives til én energiform til ulempe for en anden for dermed at forvride valget mellem forsyningsformerne)¹⁴⁾. Midlerne kunne til gengæld stilles til rådighed for energisektoren som helhed. Hermed vil man kunne undgå tilskudsgivning til lokale projekter med deraf følgende samfundsmæssig fejlallokering af ressourcer. En anden løsning vil være at lade midlerne tilfalde kommunerne og/eller staten. De foreslåede ændringsskitser kan anskues som en måde, hvorpå man på samme tid kan forbedre ressourceallokeringen og indføre en skat på fjernvarme - den eneste ubeskattede energitype¹⁵⁾.

e) Prisfastsættelse for naturgas

Den relevante gaspris i en beregning af de samfundsøkonomiske omkostninger ved tilslutning af en forbruger til naturgassystemet er afhængig af værdien af den energi, som *erstattes* af naturgas, korrigeret for forskellen i værdien af nødvendige drifts- og anlægsudgifter ved fortsat anvendelse af henholdsvis den tidligere anvendte forsyningsform og naturgassen¹⁶⁾. Samtidig vil det være nødvendigt at relatere grænseomkostningerne i forsyningen af den »marginale« forbruger til alternativ-anvendelsen af gassen til eksport.

Naturgastakster, som baseres på naturgasselskabernes omkostninger, vil alene formidle oplysninger om virksomhedernes gennemsnitlige gaskøbspris samt de faktiske afholdte anlægs- og driftsudgifter. Ved vedtagelsen af loven om ændring af varmforsyningsloven »udskydes« de problemer, som vil være forbundet med en prisfastsættelse for naturgas afstemt med de historiske omkostninger, da gassens pris relateres direkte til prisen på gasolie. Ifølge lovændringen må *prisen på gas ikke overstige prisen på gasolie*¹⁷⁾. I de første år vil fremførelse af driftsunderskud i naturgasprojektet sikre, at priserne følger hinanden, da naturgasprojektets løbende indtægter ikke vil overstige de akkumulerende drifts- og amortisationsomkostninger. I gasprojektets senere driftsår vil gaspriserne kunne falde, men her vil prisfaldet kunne opvejes med en afgiftsstigning. Hermed vil man kunne opretholde en forbrugerpris, som er relateret til de langsigtede grænseomkostninger, samtidig med at gasselskaberne opererer med en målsætning om regnskabsbalance på længere sigt.

Afgiftspolitik kan selvfølgelig anvendes som et mere smidigt instrument på gasområdet end på varmeområdet. Gassystemet opbygges som *ét* samlet system, mens

man på varmeområdet (som påpeget foroven) vil ramme forskellige forbrugere meget forskelligt ved indførelse af en simpel varmeafgift (procenttillæg i varmeregningen), alt afhængig af det enkelte værks alder, teknologiske indretning, afregningsforhold ved fælles produktion m.v. Pålægges en varmeafgift i form af et procentvist tillæg i varmeregningen vil især ramme forbrugere, der forsynes fra nyere anlæg. Mens denne form for varmeafgift vil virke forvridende de enkelte forsyningsanlæg imellem, vil den tidligere foreslået minimumspris på forsyninger med varmt vand kunne virke udjævnende. Men ved indførelse af den simple varmeafgift vil disse forvridende forhold i sig selv virke som et *incitament til ændring af den gældende takstpolitik* for så vidt angår nyere værker - en mere hensigtsmæssig finansiering af anlægsbyrden vil være nødvendig for at sikre værkernes afsætningsgrundlag.

De *substitutionspriser*, der lå til grund for statsselskabets (D.O.N.G.'s) indstilling til folketinget vedrørende de samfundsøkonomiske vurderinger af naturgasprojektet, og ligeledes er blevet anvendt i senere opdateringer¹⁸⁾, afspejler forbrugernes alternative ressourcemæssige byrder. Ved de samfundsøkonomiske vurderinger af dette projekt blev der derfor indført et nyt og væsentligt element i prisfastsættelsen på energiområdet.

Ændringen af varmemforsyningsloven betyder, at de samme priser (med visse mindre justeringer) vil blive anvendt ved fastsættelse af forbrugernes betalinger. Hermed er det på et væsentligt kollektivt forsyningsområde skabt grundlag for en energi- og samfundsøkonomisk hensigtsmæssig prisfastsættelse. I de kommende år kan det derfor ventes, at der rettes større opmærksomhed på udviklingen af de *relative energipriser*, da prisfastsættelsen

for naturgas netop tager sit udgangspunkt i relationen til oliepriserne. Som resultat heraf vil de samfundsøkonomiske vurderinger, der lå til grund for gasprojektet, og den gasprispolitik, som efterhånden er udformet, kunne anvendes som »målestok« for andre energiformer.

f) Områdeafgrænsning mellem alternative kollektive forsyningsystemer

I de samfundsøkonomiske analyser af gasprojektet er substitutionsprisen den energiudgift (både til brændsel - eksklusiv afgifter - og anlæg), som de enkelte forbrugere *alternativt* ville betale - f.eks. ved fortsat anvendelse af individuelle oliefyr. Gasforsyningen bør naturligvis begrænses til de områder, hvor disse alternative omkostninger (i det såkaldte referenceforløb) er større end de udgifter, der er forbundet med overgang til naturgas samt driftsomkostningerne ved gasforbrug. Alene hermed kan der sikres en margin til gasprojektets forrentning.

Gasprojektet er i sagens natur opbygget som en samlet netstruktur. Det økonomiske grundlag for udbygningen af de enkelte netgrene kan afprøves løbende, hvad enten det drejer sig om større områder (distributionsnet) eller fordelingen til de enkelte brugere. Ved hjælp af økonomiske modeller er det muligt at afprøve udbygningsplanernes rentabilitet ved beregningen af såkaldte *balancepriser* for hvert enkelt energidistrikt, svarende til mindre bydele¹⁹⁾.

Balanceprisen er den pris, hvortil gassen vil kunne afsættes i de enkelte distrikter, givet den bedste alternative opvarmningsform og de hermed forbundne drifts- og anlægsomkostninger, fratrasket drifts- og anlægsomkostningerne ved gasforsyning af samme distrikt. De enkelte komponent-

ter i balanceprisberegningen diskonteres med den samfundsøkonomiske kalkulationsrente. For en optimal udbygning udvælges de områder med de højeste balancepriser, indtil balanceprisen for marginale områder er faldet så lavt, at det bedre kan betale sig enten at anvende gassen i andre dele af landet eller eksportere visse gasmængder. Denne fremgangsmåde sikrer en optimal udbygning for *gasprojektet isoleret set*.

Problemet er, at *alternative kollektive systemer* ofte står i konkurrence over for hinanden i ét og samme forsyningsområde. Under disse forhold bør det system, som kan indrettes til den højst mulige balancepris foretrakkes. Det er dette system, som giver den højeste samøkonomiske forrentning.

Denne fremgangsmåde er imidlertid ikke problemfri. For det første skal de alternative forsyningsformer vurderes på samme grundlag (som allerede påpeget i afsnit 5). Et ældre fjernvarmenet eller fjernvarmeværk, hvis forsyningsområde man har tænkt sig at udvide, bør vurderes ud fra *de nuværende ressourcemæssige belastninger* forbundet med forsyningsudvidelsen. I investeringsanalyserne er det specielt vigtigt at korrigere for projekternes forskellige levetider for dermed at sikre, at analysen af to (alternative) projekter direkte kan sammenlignes. Ligeledes vil en aktuel allokering af byrderne ved fælles produktion af el og varme (jfr. afsnit 6 (d)) være afgørende for valget mellem forsyningsalternativerne.

Et andet væsentligt hensyn kan være *størrelsen af de samlede investeringer* i de alternative projekter²⁰. Hvis balanceprisen (inkl. korrektion for levetidsforskelle) for to alternative systemer er tæt på hinanden, vil balanceprisen som udvælgelseskriterium ikke længere være anvendeligt. Her vil det være nødvendigt at an-

vende supplerende kriterier ved valget mellem projekterne - et såkaldt cost/benefit ratio vil kunne benyttes i denne sammenhæng, som f.eks. nuværdien af de enkelte projekters samlede netto ud- og indbetalinger sat i forhold til nuværdien af investeringerne. Dette mål afspejler ønsket om at begrænse størrelsen af de samlede investeringer.

Målsætning om at begrænse det samlede investeringsomfang bør ses i lyset af den *usikkerhed*, der er forbundet med investeringer i energisektoren. Alene forudsætningen om olieprisens udvikling vil være omfattet af betydelig usikkerhed. De kraftige ændringer i olieprisens reale niveau, som synes at ville fortsætte i 80'erne vil påvirke både substitutionspriserne i analyserne og enhedsforbruget hos den enkelte bruger. Hermed kan bl.a. referenceforløbet i analyser vedrørende udvidet kollektiv forsyning og investeringernes rentabilitet ændres afgørende. Men som påpeget indledningsvist bør det være de bedst mulige skøn vedrørende forventningerne til den langsigtede udvikling i priser, forbrug m.m., som inkorporeres i investeringsanalyserne.

7. Konklusion

Både set fra en teoretisk synsvinkel og i lyset af de praktiske/institutionelle forhold er der i denne artikel gjort rede for, hvordan visse økonomiske hensyn kunne lægges til grund for forbrugernes betalinger for energi.

Når brændselspriserne er steget så meget som i det seneste årti og stadigvæk ventes at være stigende/ustabile i de kommende år, er virkningen af den gældende, noget tilfældige praksis for takstfastsættelsen blevet et aktuelt problem.

Denne artikel beskriver hvilke muligheder ændringer af gældende praksis, der vil

kunne skabe en mere rationel energi- og samfundsøkonomisk anvendelse af ressourcerne. Vil man imidlertid fortsætte den »sanering« i procedurer for takstfastsættelse, som blev iværksat ved ændring i varmeforsyningsloven i 1982, vil det være nødvendigt at formulere en sammenhængende målsætning vedrørende forbrugerpriserne på forskellige, kollektive energileverancer. Denne målsætning bør afspejle forholdene omkring udviklingen af de relative brændselspriser, den ønskede omlægning imellem forsyningsformer (og de hermed forbundne investeringer), muligheder for energibesparelser (efterspørgselsprognoser) samt hensyn til forbrugergrupper og geografiske områder.

Grundlaget for de samfundsøkonomiske vurderinger af kollektive opvarmingsprojekter består bl.a. i værdiansættelsen og allokeringen af investerings- og driftsomkostningerne. Efter idriftsættelse af et projekt burde det samme grundlag afspejles i takstfastsættelsen for dermed at sikre opfyldelsen af de samfundsøkonomiske fordele forbundet med det pågældende projekt. Den nuværende takstforvirring for kollektive energiforsyningsformer opfordrer imidlertid til en (tilfældig) fejlallokering af samfundets ressourcer med tilsvarende risiko for fejlinvesteringer.

Noter:

1. Dette arbejde blev »grundlagt« ved vedtagelsen af varmeforsyningsloven i 1979.
2. Oversigter vedrørende de emner, der præsenteres i dette og det følgende afsnit, findes bl.a. hos Millward (1971), Turvey (1968 og 1971) samt Webb (1978 og 1980).
3. I vurdering af offentlige investeringer anvendes en kalkulationsrente på 9 pct., jfr. finansministeriets Budgetredegørelse 1982.
4. Bemærkningerne vedr. samfundsøkonomien af investeringer i gasdistribution gælder ligeledes allokeringen af investeringer ved kraftvarmeverker; jfr. beskrivelse af problemstillingen senere i artiklen.
5. Den svenske betænkning »Pris på energi« (1981) giver en nyttig oversigt over prisfastsættelsespraksis i forskellige lande.
6. Sammenhængen mellem takstfastsættelsen og elforsyningssystemets indretning belyses i Turvey & Andersen (1977) og Bates & Fraser (1974).
7. Kravet om regnskabsmæssig balance ligger til grund for bestemmelserne vedr. prisfastsættelse i loven om elforsyning og loven om varmeforsyning. Selv med den seneste ændring af varmeforsyningsloven (jfr. afsnit b. nedenfor) er det stadig hensynet til regnskabsmæssig balance, som er hjørnestenen i takstfastsættelse på energiområdet. Lovene og de hertil knyttede bekendtgørelser forvaltes af to separate udvalg (elprisudvalget og gas- og varmeprisudvalget), selv om mange af udvalgenes væsentlige beslutninger vedrører fordeling af de samlede omkostninger ved fællesproduktion af elektricitet og varme. Kompetencen vedrørende disse spørgsmål er delt mellem de to udvalg.
8. I historiske perioder har real-rentebetalingerne været negative. En positiv inflationsrate vil imidlertid altid udhule afdrags- og afskrivningsbyrden.
9. Kilden til figuren er et pilot-projekt for den igangværende varmeplanlægning som blev udført i Hedensted kommune i 1981.
10. Denne monopollignende stilling vil være gældende for gasselskaberne dels for så vidt angår øvrige kollektive forsyningsformer (som resultat af varmeplanlægningen), dels i medfør af energiministeriets bekendtgørelse (nr. 98 af 19. marts 1982) om tilslutningspligt, som begrænser brugernes incitament til at investere i alternative (f.eks. vedvarende energikilder), når der foreligger planer om indførelse af kollektive energileverancer.
11. Ved de fleste værker anvendes principper, der tager udgangspunkt i en betænkning vedrørende fordeling af udgifterne ved kombineret el- og varmeproduktion (udgivet incl. bilag af Danske Elværkers Forening, 1979).
12. I Monopoltilsynets Meddelelser (senest 1981 nr. 3) gives en årlig oversigt over produktionspriser

og fordelingsselskabernes tariffer i elforsyningen, fordelt på selskaber, årsforbrug, landsdele m.v.

13. Baggrunden for dette forslag er de vanskeligheder, der er forbundet med at måle de enkelte brugeres egentlige varmemeforbrug - afregningen sker ofte efter kvadratmeter, fordelingsnøgler m.m. Af praktiske grunde vil det derfor ikke være muligt at pålægge den enkelte en forbrugsrelateret afgift, men ved en samlet opkrævning af værk vil forbrugernes betaling stige samtidig med at nuværende incitamenter til forbrugsbegrænsning i hvert fald ikke forringes.
14. Denne type løsning har forsøgsvis været indført af Fynsværket; prisen på varme blev hævet med 33 pct. i 1981. De opsamlende midler skulle anvendes til nye investeringer i kraftvarmeforsyningen på Fyn. Hermed sikres imidlertid ikke den ønskelige afvejning mellem investeringer i forskellige alternative energiforsyningsformer. Som ventet har gas- og varmeprisudvalget ikke kunnet acceptere den foreslåede takstændring, da den ikke er omkostningsbestemt.
15. Dette udsagn bør modificeres i lyset af den kulafgift, der blev indført i foråret 1982. Men som det fremgår af de tidligere sektioner vil denne afgift virke mere eller mindre belastende afhængig af det enkelte værks alder. Samtidig vil størstedelen af afgiften belaste elektricitetsbrugere ved kraftvarmeværkerne, sådan som afregningsforholdene normalt er idag.
16. Disse samfundsøkonomiske vurderingsmetoder for naturgasinvesteringer beskrives nærmere i Uffe Bundgaard Jørgensen m.fl. (1981).
17. Jfr. energiministeriets bekendtgørelse om beregning af den maksimale naturgaspris (nr. 443 af 18. august 1982).
18. Jfr. Energirederegørelse 1979, Energiplan 81 og energistyrelsens ajourføringsrapport af maj 1982 samt Finansministerens besvarelse af finansudvalgets spørgsmål nr. 23.108 af 23. april 1982.
19. Energidistrikterne defineres i den første fase i kommunernes varmeplanlægning (den såkaldte kortlægning). Energidistrikterne ligger til grund for den områdefægrænsning, som finder sted i delplanlægningen (jfr. energistyrelsens vejledninger vedr. de enkelte faser i varmeplanlægningen).
20. Der henvises til det norske finansdepartements publikation »Programanalyse« (1979) hvor hensynet til investeringsbegrænsning analyseres nærmere.

Litteratur:

- R. Bates & N. Fraser: Investment decisions in the nationalized fuel industries (Cambridge University Press, 1974).
- Bekendtgørelse om driftsmæssige afskrivninger og henlæggelser m.v. i elforsyningsvirksomheder (nr. 108 af 23. marts 1977).
- Bekendtgørelse om driftsmæssige afskrivninger, henlæggelser til nyinvesteringer og forrentning af indskudskapital ifølge lov om varmeforsyning (nr. 56 af 26. februar 1982).
- Bekendtgørelse om beregning af den maksimale naturgaspris (nr. 443 af 18. august 1982).
- Uffe Bundgaard-Jørgensen m.fl.: Naturgas i Danmark - økonomi, organisation og takster (AKF, 1980).
- Bilag til Energirederegørelse 1979. Indstilling om indførelse af naturgas i Danmark.
- Energiplan 81 (Energi ministeriet, november 1981).
- Pris på energi. Statens offentlige utredningsar (Stockholm, 1981).
- Lov om elforsyning (Lov nr. 54 af 25. februar 1976).
- Lov om varmeforsyning (Lov nr. 258 af 8.6. 1979).
- Lov om ændring af varmeforsyning (Lov nr. 308 af 9.7. 1982).
- R. Millward: Public Expenditure Economics (McGraw-Hill, London 1971).
- OECD: Energy Demand and Energy Prices (Working Party Report, March 1980).
- Programanalyse - vejledning for arbeid med programanalyser Finansdepartementet, finansavdelingen, Oslo (1979).
- Erik Ib Smidt: Energi og Samfund (Gyldendal, 1981).
- R. Turvey: Marginal cost-pricing in practice i R. Turvey (red.) Public Expenditure Economics (Penguin, 1968).
- R. Turvey: Economic Analysis and Public Enterprises (London, 1971).
- R. Turvey & D. Andersen: Electricity Economics (World Bank, 1977).
- M.G. Webb: On energy pricing (Energy Policy, March 1978).
- M.G. Webb & M.J. Ricketts: The Economics of Energy (Macmillan, 1980).