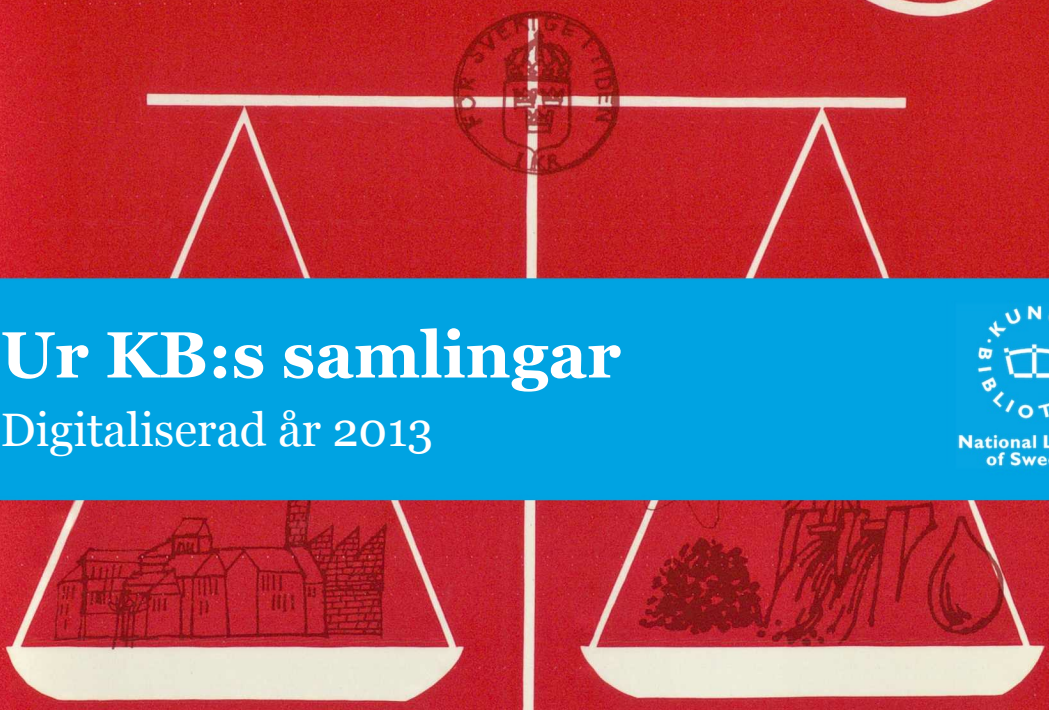
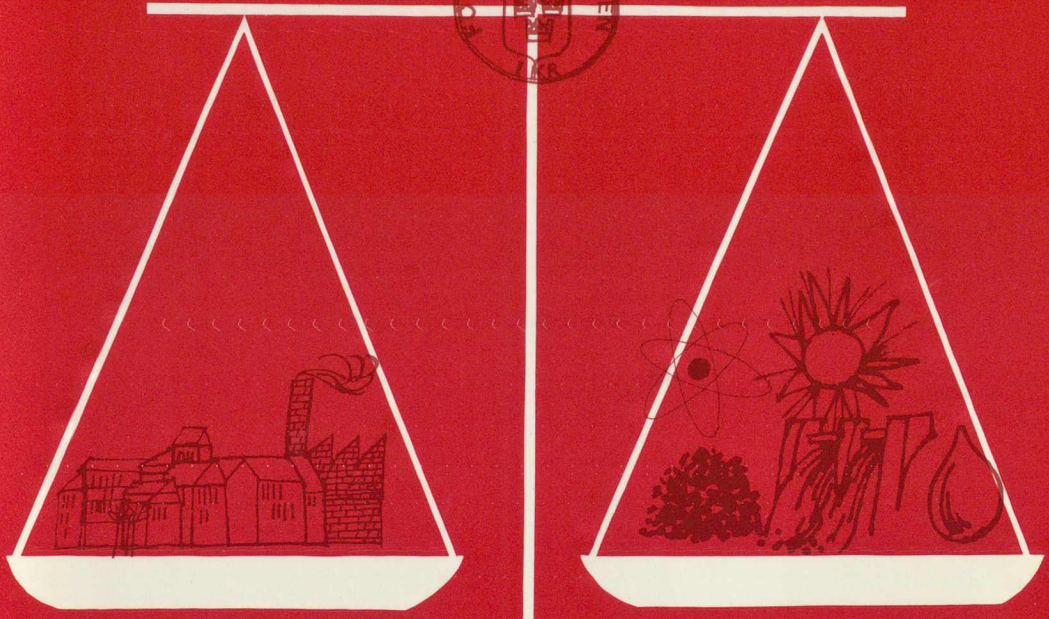
Pris på energi



Ett betänkande
om principerna för
taxe- och prissättning
inom energiområdet

SOU 1981:69

Pris på energi



Ett betänkande
om principerna för
taxe- och prissättning
inom energiområdet

SOU 1981:69

Statens offentliga utredningar
1981:69
Industridepartementet

Pris på energi

Betänkande av kommittén om principerna för taxe- och prissättning inom energiområdet

Stockholm 1981

Omslag Johan Ogden
Jernström Offsettryck AB

ISBN 91-38-06439-1
ISSN 0375-250X

Gotab, Kungälv 1981

At apelléra
til Fornuften
er Verdens største
Slag i luften

Gruk

Till statsrådet och chefen för Industridepartementet

Genom beslut vid regeringssammanträde 1980-10-09 bemyndigades föredragande statsrådet att tillkalla en kommitté med uppdrag att kartlägga och analysera utformningen av taxor och priser för olika energislag.

Med stöd av bemyndigandet tillkallades från och med 1980-11-01 som ledamöter f. d. statsrådet Hadar Cars, tillika ordförande, ekonomie doktorn Barbro Anell, professorn Göran Bergendahl, professorn Lennart Hjalmarsson och direktören Sven Swarting.

Att som experter biträda kommittén förordnades från samma tid direktören Alf Bergman, direktören Carl Hagson, avdelningschefen Åke Hallman, civilingenjören Berndt-Olof Helzén, sekreteraren Karl-Erik Johansson, professorn Björn Karlsson, departementsrådet Anders Lundin, marknadschefen Gert Lyngsjö, departementssekreteraren Dan Näsman och direktören Lars Åstrand samt från 1981-04-13 avdelningschefen Walter Sköldefors.

Som sekreterare förordnades från och med 1980-11-01 avdelningsdirektören Barbro Forsberg. Från och med 1980-11-17 anlitades Britt Jansson som biträde åt kommittén.

Vårt arbetsnamn har varit utredningen om taxor och priser på energi (TOPPEN).

Kommittén överlämnar härmed betänkandet Pris på energi.

Särskilda yttranden har lämnats av experterna Carl Hagson och Björn Karlsson.

Stockholm i oktober 1981

Hadar Cars

Barbro Anell *Göran Bergendahl* *Lennart Hjalmarsson* *Sven Swarting*

/Barbro Forsberg

Innehåll

1 Utredningsarbetet

1.1 Utredningens direktiv

I anförande vid regeringssammanträde 1980-10-09 anmälde statsrådet Petri principerna för taxe- och prissättning inom energiområdet.

"Vid min anmälan till prop. 1979/80:170 om vissa energifrågor (s. 13, NU 1979/80:70 rsrk 1979/80:410) framhöll jag att utformningen av taxor, priser och tariffer för olika energislag har stor betydelse för energihushållningen och för möjligheterna att främja införandet av nya energislag som kan ersätta olja. Jag framhöll vidare att dessa frågor är komplicerade och omdiskuterade bl. a. beroende på att man strävar efter att nå olika syften vid utformningen av taxorna. Samtidigt anmälde jag att jag avsåg att ta initiativ till en översyn av principerna för taxe- och prissättning inom energiområdet.

Jag återkommer nu till denna fråga.

Vid valet av arbetsformer för en översyn av taxe- och prissättningsprinciperna inom energiområdet är det enligt min mening viktigt att beakta bl. a. följande förhållanden.

Försäljningen av energi, i form av såväl råvaror som färdiga produkter, sker i Sverige i princip på fria marknader. Marknaderna både för oljeprodukter och för elektricitet och fjärrvärme karakteriseras dock av betydande monopol- och oligopolinslag. Försäljningen av oljeprodukter domineras av ett fåtal stora oljeföretag, av vilka flera ingår i internationella oljekoncerner med världsvid försörjningsbas. Statens vattenfallsverk har en ledande ställning när det gäller försäljning av högspänd elektricitet. För leveranser av fjärrvärme svarar vidare på varje ort med fjärrvärme vanligen ett enda företag. Bestämmelserna om koncession enligt lagen (1902:71 s. 1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar, ellagen, innebär att även detaljdistribution av elektricitet inom varje enskilt distributionsområde i princip ombesörjs av ett enda eldistributionsföretag.

Såväl prisnivå som tariffstruktur bestäms i princip av varje enskilt företag som säljer eller distribuerar energi. Staten har således med gällande ordning inga möjligheter att direkt besluta om hur taxor, priser och tariffer inom energiområdet skall utformas. Prissättningen inom energiområdet kan därför inte med gällande ordning ses som ett energipolitiskt styrmedel som står till statsmakternas förfogande. Att staten genom sådana instrument som prisövervakning eller prisreglering har vissa generella möjligheter att påverka prisbildningen, vilka givetvis utnyttjas även inom energiområdet, ändrar inte detta grundläggande förhållande.

Ur konsumenternas synvinkel är det uppenbart summan av pris och skatt som är den relevanta kostnaden för energianvändningen. Sambandet mellan prissättning och beskattning är därför grundläggande för en analys av statens möjligheter att styra energianvändningen genom att påverka det pris konsumenterna får betala för utnyttjande av olika energislag. Beskattningen utgör till skillnad från prissättningen ett energipolitiskt styrmedel som staten direkt förfogar över. En viktig utgångspunkt måste därför vara att man inte kan studera styreffekterna av enerigpriser och taxestrukturer utan att samtidigt beakta beskattningens utformning. Jag vill i sammanhanget erinra om att utredningen (B 1979:06) om beskattningen av energi har till uppgift att lägga fram konkreta förslag till en skatteomläggning i syfte att ge energiskatten en utformning som ger den bästa möjliga energipolitiska styrfunktionen samtidigt som dess statsfinansiella betydelse beaktas.

Det är vidare enligt min mening viktigt att vara medveten om att frågor om utformning av taxor, priser och tariffer inom energiområdet är komplexa och har starka samband med övriga villkor för produktion och distribution av energiprodukter, t. ex. tekniska förhållanden och kostnadsstruktur. Trots att principerna för prissättning på t. ex. elektrisk ernergi i skilda sammanhang har utretts grundligt från såväl teoretiska som praktiska utgångspunkter både i Sverige och utomlands råder alltjämt delade meningar som hur taxorna bör utformas. Detta torde, åtminstone delvis, ha sin grund i att taxorna har stor betydelse för så skilda förhållanden som t. ex. effektiviteten i utnyttjandet av den befintliga produktionskapaciteten, energiföretagens intäkter, olika konsumentgruppers energikostnader, incitament till energisparande och lönsamhet för investeringar i såväl konventionell som ny teknik. Taxornas utformning blir således beroende av vilka mål man vill uppnå med dem. En uttömmande analys av effekterna av alternativa tariffkonstruktioner kräver därför att de olika aspekterna beaktas och vägs samman. Detta kräver en ingående kännedom om ekonomiska och andra förutsättningar för både tillförsel och användning av olika energislag.

De förhållanden jag nu har nämnt talar enligt min mening för att översynen av prissättning och tariffkonstruktioner delas in i två etapper. Det bör ske på så sätt att arbetet i en första etapp inriktas på att redovisa hur prissättningen inom energiområdet f. n. sker och analysera effekterna härav på kort och lång sikt i olika avseenden i enlighet med de direktiv jag anger i det följande.

En bedömning bör göras av om det i en andra etapp finns skäl att utarbeta förslag till åtgärder för att få en annan prissättning till stånd. Det torde i så fall knappast vara möjligt att diskutera prissättningsfrågorna isolerat från övriga villkor för produktion och distribution av energi i skilda former. Det är emellertid också tänkbart att de förändringar som då kan befinnas motiverade från t. ex. energisparsynpunkt kan uppnås inom ramen för energibeskattningen i stället för genom direkta ingrepp i energiföretagens prissättning.

Mot bakgrund av vad jag nu har anfört anser jag det vara naturligt att översynens första etapp, som således kommer att omfatta en redovisning och analys av den nuvarande prisbildningen och tariffstrukturen, genomförs av en expertkommitté med erforderlig sakkunskap från skilda områden.

För detta arbete bör en sådan kommitté tillsättas. För dess arbete bör följande riktlinjer gälla.

Kommittén bör beskriva hur priserna f. n. bildas på viktiga energiprodukter i Sverige och vilka principer som ligger till grund för prissättningen. Vidare bör anges hur inflytandet vid prisbildningen är fördelat mellan och utövas av olika producent- och konsumentgrupper. I redovisningen bör störst vikt läggas vid priserna på elenergi, hetvattenleveranser från fjärrvärmesystem och oljeprodukter, men redovisningen bör även omfatta prissättningen på kol, gas och biobränslen som försäljs under kommersiella former för energiändamål.

För de energiprodukter vilkas pris är sammansatt av fasta och rörliga avgifter, främst el och hetvatten, skall redovisas hur taxe- och tariffstrukturen är uppbyggd. Härvid bör framgå och förklaras vilka principer som tillämpas för avvägning mellan fasta och rörliga avgifter liksom grunderna för prisskillnader mellan låg- och högspänd elenergi och olika slag av hetvattenleveranser. I den mån de faktiska energipriserna avviker från de officiella tarifferna för vissa kategorier av kunder eller vissa användningsområden bör kommittén redovisa i vilken omfattning och i vilka former det sker.

Kommittén bör vidare redovisa i vilken utsträckning priserna på de olika produkterna direkt ansluter till kort- eller långsiktiga kostnadsförhållanden vid deras framställning och bl. a. ange om priserna är baserade på marginalkostnader eller genomsnittskostnader och/eller i vilken utsträckning de påverkas av marknadsförhållanden som t. ex. bristande balans mellan utbud och efterfrågan.

En jämförelse med förhållandena i vissa andra länder, både sådana där monopol föreligger och sådana där friare marknadsförhållanden råder, bör ingå i redovisningen.

Kommittén bör också analysera effekterna i olika avseenden av de priser och tariffer som f. n. tillämpas. Hit hör att bedöma om priserna är så utformade att de bidrar till ett från samhällsekonomisk synpunkt effektivt utnyttjande av energiråvaror och produktionsresurser på kort och lång sikt. Till de långsiktiga effekterna räknar jag även den inverkan de tillämpade prissättningsprinciperna kan ha på investeringsbeslut både inom och utom energisektorn. Vidare bör bedömas vilken roll prisernas utformning spelar eller kan spela för att stimulera energisparande och investeringar i konventionell eller ny energiteknik i syfte att ersätta olja med andra bränslen. Även prisernas betydelse i fråga om inkomstfördelning och förmögenhetsbildning för såväl konsumenter som producenter samt deras inverkan på den regionala utvecklingen bör belysas. I sammanhanget bör också anges vilken betydelse energipriserna har för den allmänna prisutvecklingen i konsumentledet.

Hur taxorna på el och fjärrvärme påverkar konsumenternas beteende är i hög grad beroende av hur bränslekostnader är beaktade i hyresklausulerna. Likaså är möjligheter till individuell mätning och debitering av varmvatten etc. av central betydelse att beakta för att ett effektivt resursutnyttjande skall ske inom energiområdet. Kommittén bör därför bedriva sitt arbete i kontakt med utredningen (Bo 1979:03) om individuell mätning och debitering av kostnader för uppvärmning och tappvarmvatten.

En analys och redovisning av energiprisernas effekter i de avseenden jag här har nämnt skall syfta till att ge ett underlag för att bedöma om

samhällsekonomiska eller energipolitiska fördelar skulle kunna uppnås om priserna vore annorlunda utformade. Det är därför värdefullt om kommittén så långt möjligt kan redovisa resultatet av sina analyser och överväganden i form av översiktliga jämförelser mellan de nuvarande energipriserna och energipriser utformade efter principer som kan tänkas utgöra alternativ till de nu tillämpade. Kommittén är härvid oförhindrad att ange vilka förändringar av de nu tillämpade prissättningsprinciperna som enligt kommitténs mening är motiverade.

Kommittén bör sträva efter att redovisa resultaten av sitt arbete på ett så lättfattligt sätt som möjligt.

Med anledning av vad jag tidigare har anfört om sambandet mellan energipriser och energiskatter finner jag det angeläget att kommittén bedriver sitt arbete i nära kontakt med utrednignen (B 1979:06) om beskattning av energi. Kommittén bör vidare sträva efter att lägga upp arbetet så att resultatet därav successivt kan komma energiskatteutredningen till del och ingå i underlaget för dess överväganden.

Kommittén bör redovisa sitt arbete senast den 1 juni 1981."

1.2 Lagar och riktlinjer inom energiområdet

Lag om kommunal energiplanering

Enligt lagen om kommunal energiplanering (SFS 1977:439) skall kommunen i sin planering främja hushållningen med energi samt verka för en säker och tillräcklig energitillförsel. Kommunen skall också undersöka förutsättningarna att genom samverkan med annan kommun, processindustri, kraftföretag e. d. gemensamt lösa frågor som har betydelse för energihushållningen eller energitillförseln. Möjligheter till gemensamma lösningar skall tas tillvara. Industriföretag och andra som använder en större mängd energi har uppgiftsskyldighet till kommunen. Kommunerna skall redovisa sin planering till statens industriverk på så sätt att de lämnar svar på skriftliga förfrågningar från verket.

Ellagen

Lagen (1902:71, s. 1) innefattande vissa bestämmelser om elektriska anläggningar har vid ett flertal tillfällen reviderats och kompletterats, nu senast genom riksdagens beslut i samband med beslut om lag om kommunal energiplanering (SFS 1977:441).

För att dra fram och begagna elektrisk starkströmsledning krävs tillstånd av regeringen. I vissa fall kan sådant tillstånd dock lämnas av statens industriverk. Tillstånd kan avse ledning med en i huvudsak bestämd sträckning (linjekoncession) eller ledningsnät inom visst område (områdeskoncession). Tillstånd meddelas endast om anläggningen är behövlig och förenlig med en planmässig elektrifiering. I samband med att riksdagen år 1976 beslutade om riktlinjer för eldistributionen (rskr 1975/76:263) gjordes vissa ändringar i villkoren för erhållande av områdeskoncession. Nu gäller (2 §) att koncession får meddelas endast om området utgör en med hänsyn till

eldistributionens ändamålsenliga anordnande lämplig enhet. Endast den som från allmän synpunkt finnes lämplig att utöva sådan verksamhet kan få koncession. Möjligheten att tillgodose lokala intressen skall särskilt beaktas vid meddelande av områdeskoncession.

Innehavare av områdeskoncession är i princip skyldig att inom området tillhandahålla ström åt envar som har behov därav för normalt förbrukningsändamål. Åsidosätts distributionsplikten kan koncessionen återkallas. Genom ett tillägg till lagen våren 1977 (SFS 1977:441) har leveransplikten för innehavaren av områdeskoncession inskränkts i fall då strömmen är avsedd att användas för uppvärmning av byggnad inom område där fjärrvärme distribueras eller avses bli distribuerad.

Koncessionshavaren är skyldig att underkasta sig reglering av pris och övriga villkor för leverans eller överföring av strömmen. Framställning härom kan göras av den som utnyttjar elektrisk ström från anläggningen eller önskar komma i åtnjutande därav.

Riktlinjer för eldistributionen

Riksdagen beslutade år 1976 (rskr 1975/76:263) om riktlinjer för eldistributionen. Riktlinjerna innebär bl. a. att rationaliseringen av eldistributionen bör ske med utgångspunkt i att huvudansvaret för distributionens ordnande åvilar det allmänna. Statens industriverk har fått en kraftigt förstärkt ställning som koncessionsmyndighet. För att verkets beslut skall vara väl förankrade hos intressenterna har ett råd för distributionsfrågor inrättats vid verket. Rådets uppgift är att bistå verket vid behandlingen av eldistributionsärenden.

För att riktlinjerna skall leda till önskat resultat antog riksdagen en lag om förvärv av eldistributionsanläggning m. m. (SFS 1976:240). Enligt lagen krävs tillstånd av industriverket för koncessionshavares förvärv av eldistributionsanläggning, utom i vissa angivna fall.

För att underlätta frivilliga överlåtelser av eldistributionsanläggningar har en nämnd för värdering av eldistributionsanläggning m. m. inrättats. Nämnden prövar frågor om värdering av anläggning i syfte att priset skall bli rimligt för både köpare och säljare. Förfarandet inför nämnden är frivilligt.

Lag om allmänna fjärrvärmeanläggningar

Efter förslag i betänkandet (SOU 1974:77) Värmeförsörjning enligt värmeplan beslutade riksdagen i december 1976 att införa lagen (SFS 1976:838) om allmänna fjärrvärmeanläggningar. Enligt lagen skall statens industriverk på ansökan av huvudman för fjärrvärmeanläggning kunna förklara anläggningen för allmän. Detta förutsätter dock att det finns behov av anläggningen från allmän synpunkt. I princip är alla ägare av fastigheter inom fjärrvärmeanläggningens verksamhetsområde, för vilka behovet av uppvärmning inte med större fördel kan tillgodoses på annat sätt, berättigade att få fastigheterna anslutna till fjärrvärmenätet. Å andra sidan är dessa fastighetsägare principiellt skyldiga att betala avgifter till huvudmannen för fjärrvärmeanläggningen antingen de utnyttjar anslutningsrätten eller inte.

Statens Va-nämnd prövar mål enligt lagen om allmänna vatten- och avloppsanläggningar samt mål enligt lagen om allmänna fjärrvärmeanläggningar.

Riktlinjer för den statliga oljepolitiken

Allmänna riktlinjer för den statliga oljepolitiken har fastställts av statsmakterna år 1975 (rskr 1975:202). År 1976 (rskr 1975/76:262) har riktlinjerna preciserats och ett antal konkreta åtgärder vidtagits.

Den statliga oljepolitiken har fyra huvudelement:

- successiv utbyggnad av ett statligt oljeföretag med möjlighet att arbeta inom alla led av oljeförsörjningen,
- en breddad bas för oljeförsörjningen genom dels förvärv av egen råolja genom prospektering eller utvinning med statlig garanti, dels direktavtal med oljeproducerande länder,
- säkrare tillgång till raffinerade produkter för den svenska marknadens behov, t. ex. lågsvavliga eldningsoljor och petrokemiska råvaror,
- ökad försörjningstrygghet genom statlig lagring av främst råolja och genom internationellt samarbete inom IEA.

Lag om allmän energiskatt

Energiskatten regleras i lagen (1957:262) om allmän energiskatt, omtryckt (1975:272), samt i förordningen (1957:351) med tillämpningsföreskrifter. Allmän energiskatt utgår på elkraft, bensin, motorbrännolja, eldningsolja, kolbränslen och gasol. Ved- och torvbränslen liksom svenskt kol har ställts utanför skatten. Detsamma gäller ifråga om kärnkraft. I lagen 1974:992 (ändrad 1975:273) finns bestämmelser om nedsättning av allmän energiskatt för trädgårdsnäringen och industrin. Nedsättningen innebär för trädgårdsnäringen att skatten på bränsle som används för uppvärmning vid yrkesmässig växthusodling utgår efter en skattesats som svarar mot 15 procent av den skattesats som utgår vid annan användning. För industriell tillverkning innebär nedsättningen att skattebeloppet inte får överstiga 3 procent av de tillverkade produkternas försäljningsvärde fritt fabrik. Föreligger särskilda skäl kan regeringen för visst företag medge nedsättning utöver vad som följer av treprocentsregeln. De mest energikrävande industriernas skattebelastning begränsas härigenom i praktiken till 1,3 procent av försäljningsvärdet.

Det energiskattebelagda området har liksom gas, värme och flygfotogen undantagits från mervärdeskatt utom vid omsättning av bränsle och gas i smärre detaljhandelsförpackningar. Ved och torv omfattas av mervärdeskatten.

Elskatten är sedan 1 januari 1980 3 öre/kWh för den del av förbrukningen inom industrin som ligger över 40 000 kWh/år och 4 öre/kWh för övrig elkraft. Från den 1 juli 1981 beskattas konsumenter norr om en gränslinje från norra Värmland till trakten av Örnsköldsvik med 3 öre/kWh. På bensin och gasol uttas energiskatt samt särskild skatt. Energiskatten på bensin uppgår sedan 1975 till 34 öre/l. För bensin som används för framställning av stadsgas utgår energiskatt med 1,6 öre/l. Denna bensin är däremot fri från bensinskatt. Skatt på gasol tas enligt lagen endast ut på gasol som används för motorfordonsdrift. Andra skattepliktiga bränslen är eldningsolja, motorbrännolja, stenkol, koks, koksstybb. Skattesatserna är för närvarande 207

Tabell 1.1 Skattesatser för viktigare energiformer 1 juli 1981

Energiform	Bensin-skatt	Energi-skatt	Beredskaps-avgift	Summa
Bensin	113 öre/l	34 öre/l	17 öre/l	164 öre/l
Eldningsoljor		207 kr/m^3	89 kr/m^3	296 kr/m^3
Motorbrännoljor		207 kr/m^3	89 kr/m^3	296 kr/m^3
Stenkol		12 kr/ton		12 kr/ton
Stenkolsstybb o. d.		6 kr/ton		6 kr/ton
Koks och koksbriketter		14 kr/ton		14 kr/ton
Gasol[b]	29 öre/l	53 öre/l		82 öre/l
Elektricitet		4 öre/kWh[a]		

[a] 3 öre/kWh inom ett område i landets nordvästra del samt i övrigt för den andel av elförbrukningen inom industriell tillverkning som överstiger 40 000 kWh/år.
[b] Gasol som används för motorfordonsdrift.

kr/m^3 för eldningsoljor och motorbrännoljor, 12 kr/ton för stenkol, 14 kr/ton för koks samt 6 kr/ton för stybb.

En beredskapsavgift för flytande bränslen tas ut enligt lagen (1973:11216) om särskild beredskapsavgift för oljeprodukter (ändrad senast 1976:297). Beredskapsavgiften är för närvarande 17 öre/l bensin samt 89 kr/m^3 eldningsolja och motorbrännolja. Beredskapsavgiften på eldningsolja och motorbrännolja höjdes den 1 juli 1981 med 23 kr/m^3 olja. Av de 89 kr/m^3 olja tillförs 24 kr en särskild fond, oljeersättningsfonden.

Tillsammans med bensinskatten på 113 öre/l uppgår den totala avgiften på bensin till 164 öre/l. Den totala avgiften på eldningsoljor och motorbrännoljor, energiskatt och beredskapsavgift, är 296 kr/m^3 (juli 1981). Se tabell 1.1.

För att belysa energibeskattningens relativa effekt för olika grupper av användare och för kostnaden för att utnyttja olika energislag är det nödvändigt att räkna om skattebelastningen till ett enhetligt mått. Av följande sammanställning framgår dels hur hög skatten ungefärligen är i procent av priset före skatt på de viktigare energiformerna, dvs. i hur hög grad den ökar energikostnaderna, dels skattens storlek i förhållande till energiinnehållet, räknat i kilowattimmar, hos olika energiformer. (Tabell 1.2).

Utredning om beskattning av energi m. m.

I oktober 1975 tillkallades energiskatteutredningen (Fi 1975:07) med uppdrag att undersöka möjligheterna att framlägga förslag till att genom energibeskattning styra elförbrukningen. Utredningsuppdraget överfördes på den i december 1976 tillkallade energikommissionen (I 1976:05) med uppgift bl. a. att ta fram underlag för den framtida svenska energipolitiken. Energikommissionens direktiv stod i nära överensstämmelse med energiskatteutredningens, men med tillägg (Dir 1978:19) att ta upp och belysa dels frågan om att inrymma energiskatten under mervärdeskatten, dels frågan om möj-

Tabell 1.2 Skatt i procent av priset före skatt samt i förhållande till energiinnehåll 1 juli 1981

	Pris före skatt	Energiskattens ungefärliga storlek i % av priset på olika energiformer före skatt	Energiskatt i öre per kWh energiinnehåll
Bensin	156 öre/l	ca 33 (ca 22)[a]	5,7 (3,8)[a]
Kol	270 kr/ton	ca 4	0,2
Motorbrännoljor, eldningsoljor och bunkeroljor	872–1298 kr/m³	23–34 (16–24)[a]	ca 2,9 (ca 2,1)[a]
Elektricitet	18–27 öre/kWh	15–23	4,0

[a] Siffrorna inom parentes avser skatt exkl. beredskapsavgift.

ligheterna att kombinera en mervärdeskatt på energi med beskattning av energi anpassad efter produktionssättet.

Energikommissionen lämnade i februari 1978 sitt huvudbetänkande (SOU 1978:17) Energi. Kommissionen uttalade i betänkandet (s. 597 f) att beskattningen utgör ett av de övergripande styrmedel som långsiktigt erbjuder goda möjligheter att påverka användning och tillförsel av energi.

Energikommissionen stöder sig därvid på den fristående delrapport, Beskattningens roll i energipolitiken, som den till kommissionen knutna expertgruppen för energipolitiska styrmedel redovisade. Delrapporten återges i huvudbetänkandets bilaga 3. Denna rapport återfinns också i bilaga 1 till styrmedelsgruppens slutrapport, Styrmedel och energikommissionens energibalanser (Ds I 1978:7).

Energikommissionen föreslog en fortsatt utredning av energibeskattningen. En utredning – energiskattekommittén – tillsattes också. Av kommittédirektiven framgår att utredningen skall undersöka beskattning av energi inom mervärdeskattens ram i kombination med en energiskatt i import- och producentledet. Vidare bör, framgår det av direktiven, en beskattning utformas så att den främjar användningen av sådana energikällor och energiråvaror som kan ersätta olja. Energibeskattningen skall, anger direktiven, syfta till att utgöra ett styrmedel mot de mål som finns för energipolitiken. Detta gäller i hög grad energianvändningen inom industrin, då industrin enligt energikommissionens styrmedelsgrupp är mer priskänslig än övriga energianvändare.

Kommittén skall också belysa konsekvenserna för hushållen av en övergång från energiskatt till mervärdeskatt. Kommittén bör även pröva om beskattningen av drivmedlen bör ske helt eller delvis i form av mervärdeskatt, dock bör det totala skatteuttaget på drivmedel inte minska.

Utredningen beräknas vara klar omkring årsskiftet 1981/82.

1.3 Beskrivning av energimarknaden

1.3.1 *Energimarknadens utveckling*

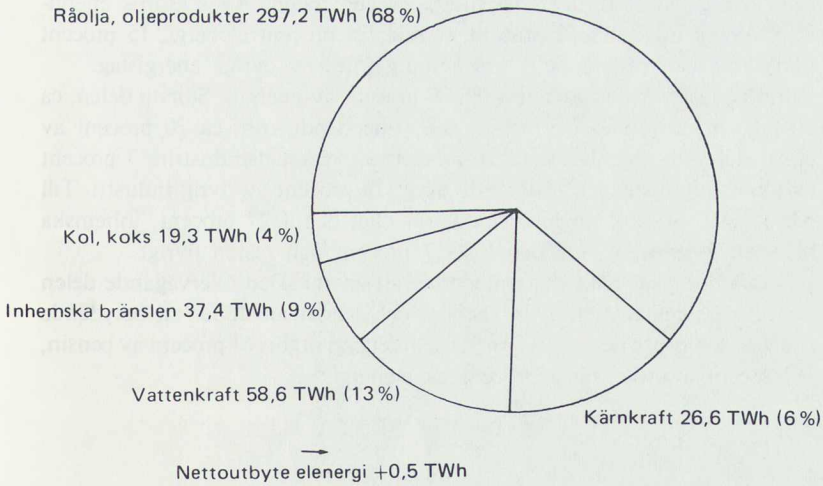
I slutet av 1940-talet, då förhållandena stabiliserat sig efter andra världskriget uppgick energianvändningen till ca 120 TWh om året, varav 100–110 TWh i form av bränslen och resten som el. Av bränslena importerades inemot tre fjärdedelar eller nära 80 TWh. Mindre än hälften av denna import bestod av olja, resten av kol och koks. Elproduktionen dominerades helt av vattenkraft. Av den slutliga användningen gick ca 45 procent till industrin, 15 procent till samfärdseln och 40 procent till handel, hushåll och övriga användare.

Vid mitten av 1950-talet hade energianvändningen ökat till ca 175 TWh om året. Importen täckte även nu tre fjärdedelar av årsbehovet, men oljan hade övertagit kolets roll som dominerande bränsle. Förbrukningssektorernas andelar var ungefär oförändrade.

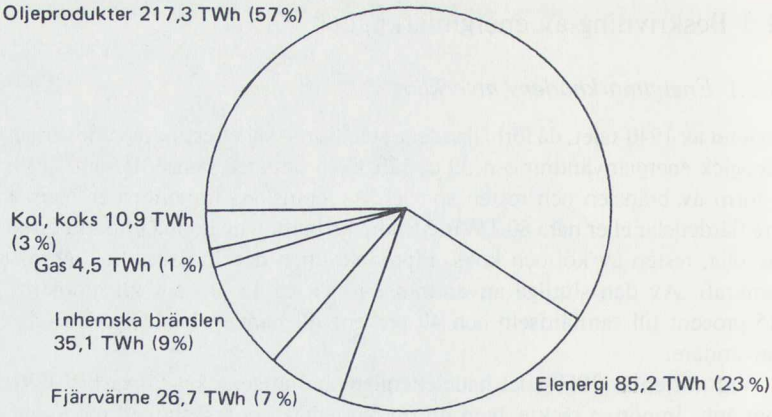
Oljans andel fortsatte att öka också under den följande tioårsperioden. Även vattenkraftproduktionen ökade snabbt under det att tillförseln av fasta bränslen – importerade och inhemska – förlorade sin tidigare betydelse utanför industrisektorn. Konsumtionsökningen var i stort sett lika stor inom samtliga sektorer och andelarna således i huvudsak oförändrade 1965 jämfört med 1955.

Under perioden från 1965 till 1970-talets början var beroendet av oljeimport oförändrat högt. En förskjutning av elproduktionen från vattenkraftverk mot oljebaserade och så småningom kärnbränslebaserade kraftverk hade börjat. När det gäller energianvändningen hade ökningstakten blivit långsammare inom industrin, vilket ledde till att industrins andel var lägre i början av 1970-talet än vid 1960-talets mitt.

Med oljekrisen vintern 1973/74 inträdde för Sverige liksom för de flesta industriländer radikalt nya förhållanden för planering och verksamhet inom energisektorn. Energipolitiken inriktades på att minska oljeberoendet och att betona betydelsen av energihushållning. Energianvändningen ökade un-



Figur 1:1 Tillförsel av energi 1980 439,7 TWh.



Figur 1:2 Slutlig användning av energi 1980 379,7 TWh.

der perioden 1973–1979 med endast 0,6 procent i genomsnitt per år. Motsvarande ökningstal under perioden 1965–1973 var 3,5 procent.[1]

1.3.2 *Tillförsel och förbrukning av energi 1980*

Tillförseln av energi 1980 uppgick till 439,7 TWh. Tillförseln fördelar sig på de olika energislagen som framgår av figur 1.1.

Nettoutbytet av elenergi, dvs. importen minskad med exporten uppgick år 1980 till 0,5 TWh. De totala förlusterna uppgick till 60 TWh varefter det återstod 379,7 TWh för slutlig användning. Hur de 379,7 TWh fördelar sig på olika energislag framgår av figur 1.2.

Den slutliga användningen av energi 1980 fördelad på samhällssektorer och energislag framgår av tabell 1.3.

Som framgår av tabellen går ungefär lika stora andelar av energin till vardera industrin och hushåll, handel m. m. Den övervägande delen av den energi som används inom sektorn hushåll, handel m. m. går till uppvärmning och "drift" av bostäder. Övriga lokaler, dvs. affärer, kontor, sjukhus, skolor osv. förbrukar det mesta av återstoden. Av sektorns energiförbrukning utgjordes 58 procent av olja, 26 procent elenergi, 15 procent fjärrvärme och resterande 1 procent utgjordes av övriga energislag.

Industrisektorn förbrukade 1980 39 procent av energin. Största delen, ca 40 procent, användes av massa- och pappersindustrin, ca 20 procent av järn-, stål- och metallverk, ca 10 procent av verkstadsindustrin, 7 procent av kemisk industri och resterande drygt 26 procent av övrig industri. Till närmare 40 procent använde industrin olja, el till 27 procent, inhemska bränslen 24 procent, kol och koks 7 procent och resten övrigt.

Samfärdseln tar nära en femtedel av all energi. Den övervägande delen går till personbilar men även lastbilar och bussar använder en betydande andel av sektorns energi. Av samfärdselns energi utgörs 61 procent av bensin, 36 procent av olja och 3 procent av elenergi.[2]

[1] Källa: SOU 1978:17.

[2] Källa: SCB, SM, Energi 1981:7.2.

Tabell 1.3 Användningen av energi 1980 (%) fördelad på samhällssektorer och energislag

	Procent
Samfärdsel 18	
Bensin	61
Oljor	36
Elenergi	3
	100
Industri 39	
Oljor	36
Elenergi	27
Inhemska bränslen	24
Kol och koks	7
Gas	4
Fjärrvärme	2
	100
Hushåll, handel m. m. 43	
Oljor	58
Elenergi	26
Fjärrvärme	15
Övrigt	1
	100

2 Nuvarande prissättningsprinciper på energi

2.1 Elektrisk kraft

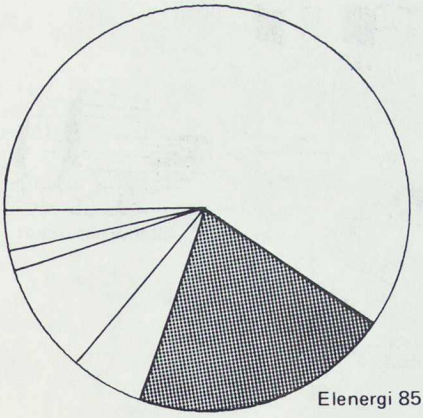
Den totala elproduktionen i landet uppgick 1980 till 96,9 TWh,[1] varav 61 procent utgjordes av vattenkraftproduktion, 27 procent kärnkraftproduktion och 12 procent annan värmekraftproduktion (t. ex. kraftvärme, industriellt mottryck o. d.). Av den producerade elmängden på 96,9 TWh återstår 85,2 TWh, resten har gått bort som förluster eller använts i kraftverken och andra energiomvandlingsanläggningar. Av den slutliga användningen av energi 1980 utgjorde elkraften 23 procent. (Figur 2.1.1.)

Hushåll, handel, samhällsservice o. d. svarade för 50 procent av den totala elförbrukningen 1980, industrin för 47 procent och samfärdseln för 3 procent. Elanvändningen inom hushåll, handel m. m. fördelades 1979 på följande grupper: Bostäder och fastighetsförvaltning 59 procent, jordbruk och anslutna bostäder 6 procent, handel, bank- och försäkringsverksamhet 9 procent, offentlig förvaltning, övrig hushållsservice och övriga tjänster 26 procent. Elkraftens väg från producent till konsument framgår av figur 2.1.2.

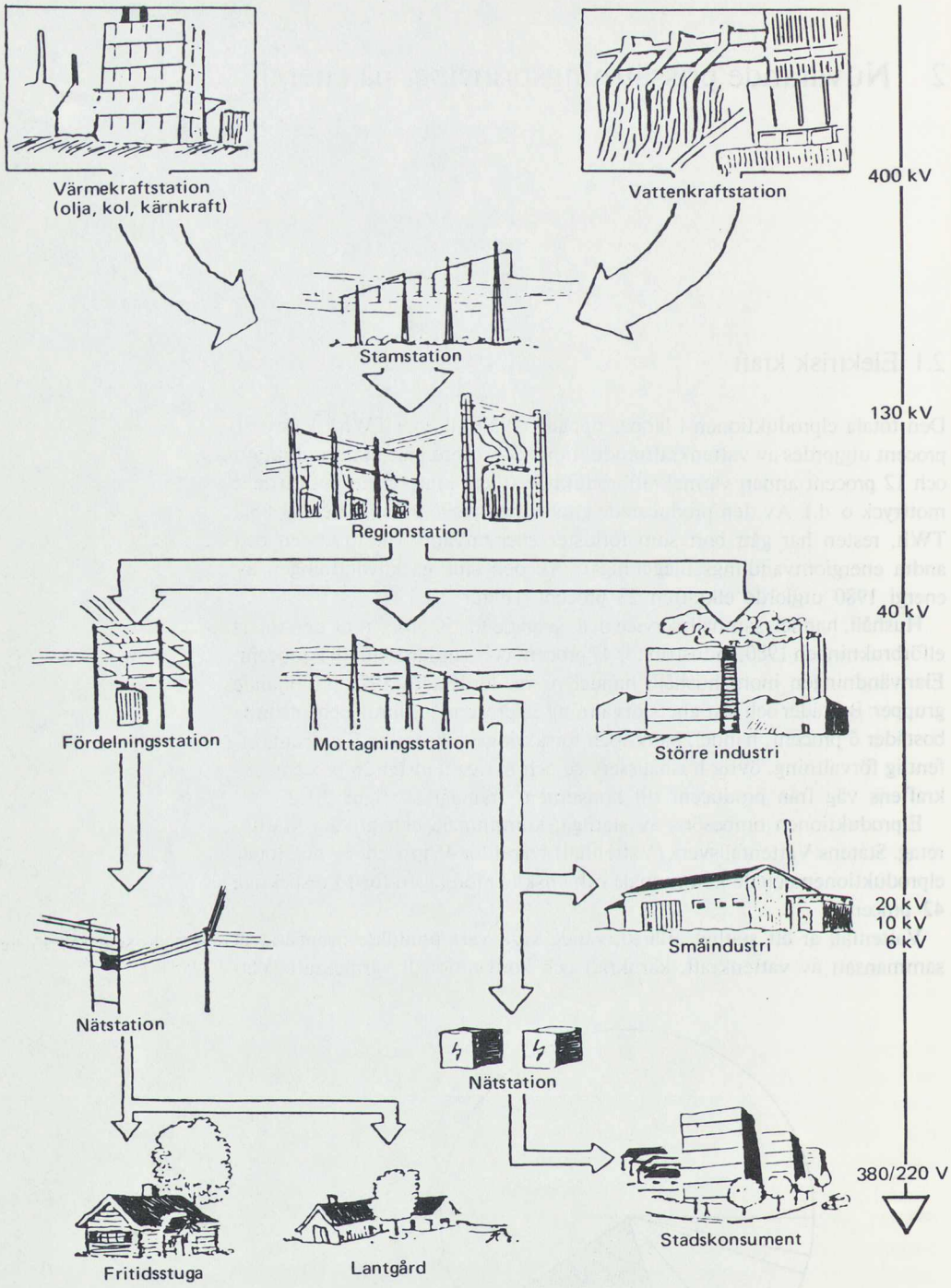
Elproduktionen ombesörjs av statliga, kommunala och privata kraftföretag. Statens Vattenfallsverk (Vattenfall) svarar för 45 procent av den totala elproduktionen och de kommunala och enskilda företagen för 13 respektive 42 procent.

Vattenfall är ett statligt affärsdrivande verk vars produktionsapparat är sammansatt av vattenkraft, kärnkraft och konventionell värmekraft. Vat-

[1] Källa: SCB, SM, Energi 1981:7.2.



Figur 2.1.1 Slutlig användning av energi 379,7 TWh.



Figur 2.1.2 Elkraftens väg från producent till konsument.

tenfalls vattenkraftstationer svarar för större delen av Vattenfalls produktion och är i huvudsak lokaliserade till de norrländska älvarna. Största produktionskapaciteten har de i Lule älv men stora mängder elkraft produceras även i Skellefte älv, Ume älv, Ångermanälven och Indalsälven.

På kärnkraftsidan är Vattenfall ägare till Ringhals där två block är i kommersiell drift och ett tredje under provdrift. Det fjärde aggregatet skall tas i drift 1982.

Forsmarks kärnkraftstation ägs genom aktieinnehav i Forsmarks Kraftgrupp AB (FKA) till 74,5 procent av Vattenfall, medan resten ägs av ett konsortium av kommunala och privata intressenter. Det första aggregatet i Forsmark är i drift, det andra under provdrift, medan det tredje aggregatet skall komma igång 1985.

Den näst största elproducenten är Sydkraft som är ett börsnoterat bolag. Aktierna innehas till ca 60 procent av sex större sydsvenska kommuner med Malmö kommun som största aktieägare. Av resterande 40 procent aktier är Boliden den största aktieägaren.

Barsebäcks kärnkraftverk ägs av Sydsvenska Värmekraft AB (SVAB) som är ett helägt dotterbolag till Sydkraft. Sydkraft äger också 35 procent av aktierna i Oskarshamns Kraftgrupp AB (OKG) som driver de två kärnkraftverken i Oskarshamn. Förhandlingar pågår (juli 1981) om att öka Sydkrafts andel till drygt 40 procent av aktierna. Ungefär 65 procent av Sydkrafts energiomsättning är baserad på elenergi från dessa verk. Resterande energi kommer från ett flertal vattenkraftstationer i Norrland och i Sydsverige samt från kondenskraftverk i Malmö och Karlshamn. Det sistnämnda ägs till 65 procent av Sydkraft.

AB Skandinaviska Elverk/Voxnan är ett börsnoterat företag i vilket ASEA har betydande intressen. Förhandlingar pågår om att Skandinaviska Elverk skall bli helägt dotterbolag till ASEA. Företaget har vattenkraftstationer i södra Norrland och andelar i kärnkraftverken i Forsmark och Oskarshamn.

Många stora industrikoncerner har betydande krafttillgångar. Som exempel kan nämnas Bålforsen (SCA), Billerud-Uddeholm, Graningeverken, Holmens Bruk, Gränges, Korsnäs-Marma, Mo och Domsjö, KemaNord m. fl. Dessa företags krafttillgångar är i huvudsak baserade på vattenkraft, men vissa av dem har även andelar i Forsmark, Oskarshamn och Karlshamn. En viss del av kraften produceras även i mottrycksanläggningar i anslutning till den egna industriproduktionen.

Störst bland kommunala elkraftproducenter är Stockholms Energiverk som har egna vattenkraftstationer i Dalälven och i södra Norrland. En stor del av kraftbehovet täcks med mottrycksproduktion i egna anläggningar. Stockholms Energiverk är dessutom delägare i FKA och OKG.

Många kommuner har vattenkraftstationer i vattendrag inom kommungränsen. Dessa är dock vanligen av blygsam omfattning och täcker i allmänhet bara en bråkdel av det egna behovet.

Däremot har många kommuner kraftvärmeverk som svarar för en ansenlig del av dessa kommuners elkraftbehov genom att el produceras i samband med produktion av värme för fjärrvärmedistribution. Förutom i Stockholm finns stora kraftvärmeverk i Malmö, Västerås, Norrköping, Uppsala, Örebro, Borås, Linköping samt i ytterligare några kommuner med relativt stora stadskärnor.

I vissa fall sköts eldistributionen av företag som även är elproducenter. De allra flesta av de ca 350 eldistributörerna har dock ingen egen produktion av betydelse. Totala antalet elabonnenter i landet är 4,5 miljoner.

Den ägarkategori som förser de flesta abonnenter med elenergi är kommunerna. Det finns i landet 180 kommunala elföretag som förser ungefär 3 miljoner abonnenter med elenergi, dvs. ungefär 70 procent av totala antalet.

Stockholms Energiverk, som ägs av Stockholms kommun, är det största distributionsföretaget i landet med drygt 400 000 lågspänningsabonnenter. Vattenfall är det näst största distributionsföretaget i landet. Om man till Vattenfalls egen detaljdistribution lägger dotterbolagens detaljdistribution är Vattenfall ett nära nog lika stort distributionsföretag som Stockholms Energiverk. Sydkraft är det tredje största distributionsföretaget i landet med drygt 200 000 lågspänningsabonnenter.

När det gäller rent privata företag så återfinns som distributörer flera av de företag som även är producenter; som exempel kan nämnas Skandinaviska Elverk, Billerud, Uddeholm, Stora Kopparberg, Bålforsen, Graningeverken m. fl. Totalt finns det ungefär 90 privata kraftbolag.

En speciell form av elföretag är de s. k. eldistributionsföreningarna. Dessa bildades tidigt på landsbygden för att förse i första hand lantbruken med elkraft. Ägandet har varit kooperativt, och ägarna har fått andelar i förhållande till gjorda ekonomiska eller andra uppoffringar. I vissa föreningar har det varit en förutsättning att man gått in som andelsägare för att få bli abonnent – andra föreningar har inte haft det kravet. Totalt sett har det funnits några tusen sådana föreningar, men idag återstår bara ungefär 125. Det är således i första hand dessa som blivit berörda av den fortgående strukturrationaliseringen. Antalet abonnenter har i allmänhet varit litet, 50–500. En del föreningar har haft några tusen abonnenter men det antalet har i allmänhet uppnåtts efter sammanslagning av flera föreningar.

De privata kraftföretagen och elföreningarna har tillsammans ungefär 900 000 abonnenter, dvs. 20 procent av totala antalet.

2.1.1 *Högspänningstariffer*

Flertalet kraftproducenter i Sverige uppger sig ha som målsättning att eltarifferna utformas så att en optimal resursanvändning främjas i samhället. Med denna målsättning som principiellt styrande för prissättningen får eltarifferna följande huvuduppgifter, nämligen dels att ge elkonsumenterna sådan prisinformation att en rationell elproduktion och elanvändning erhålls, dels ge elleverantörerna tillräckliga inkomster för sin verksamhet.

Bl. a. genom sin storlek har Vattenfall när det gäller engrosförsäljningen kommit att bli normgivande vad gäller pris- och tariffsättningen i landet. Huvudprincipen vid prissättningen är enligt Vattenfall att anpassa prisnivån efter självkostnaden. I första hand eftersträvas härvid enligt Vattenfall att tariffnivån skall svara mot s. k. långsiktig marginalkostnad. Med detta avses att ny elanvändning bör föranleda sådana inkomster för leverantören, att de täcker samtliga kostnader – såväl fasta som rörliga – för produktion och distribution av den ökade leveransen. Undantag från den av Vattenfall angivna självkostnadsprincipen förekommer dock. Som exempel kan nämnas att högspänningsförsäljningen till viss del subventionerar lågspännings-

försäljningen. Ett annat av praktiska skäl gjort undantag från självkostnadsprincipen avser behandlingen av räntor m. m. under byggnadstiden. Räntor under byggnadstiden samt vissa projekteringskostnader och indirekta kostnader för anläggningsarbete i egen regi har tidigare helt belastat utbetalningsårets kostnader. Riksdagen har år 1980 godkänt att dessa investeringsutgifter fördelas över en längre period. Vattenfall tillämpar de nya principerna vid redovisningen men ej vid framräkning av tarifferna. Resultatet av detta blir en något högre självfinansieringsgrad i företaget vilket resulterar i något högre avgifter under kalkylperiodens början och motsvarande lägre tariffer under kalkylperiodens slut.

Även för Sydkraft är huvudprincipen vid prissättningen att anpassa prisnivån efter självkostnaden. Självkostnaden, fastställd utifrån budgetar och planer och anpassad efter avkastningskraven, bestämmer den önskade nivån på elpriserna, vilket innebär att det är medelkostnadsprincipen som är den viktigaste enskilda faktorn för bestämmande av Sydkrafts tariffnivå.

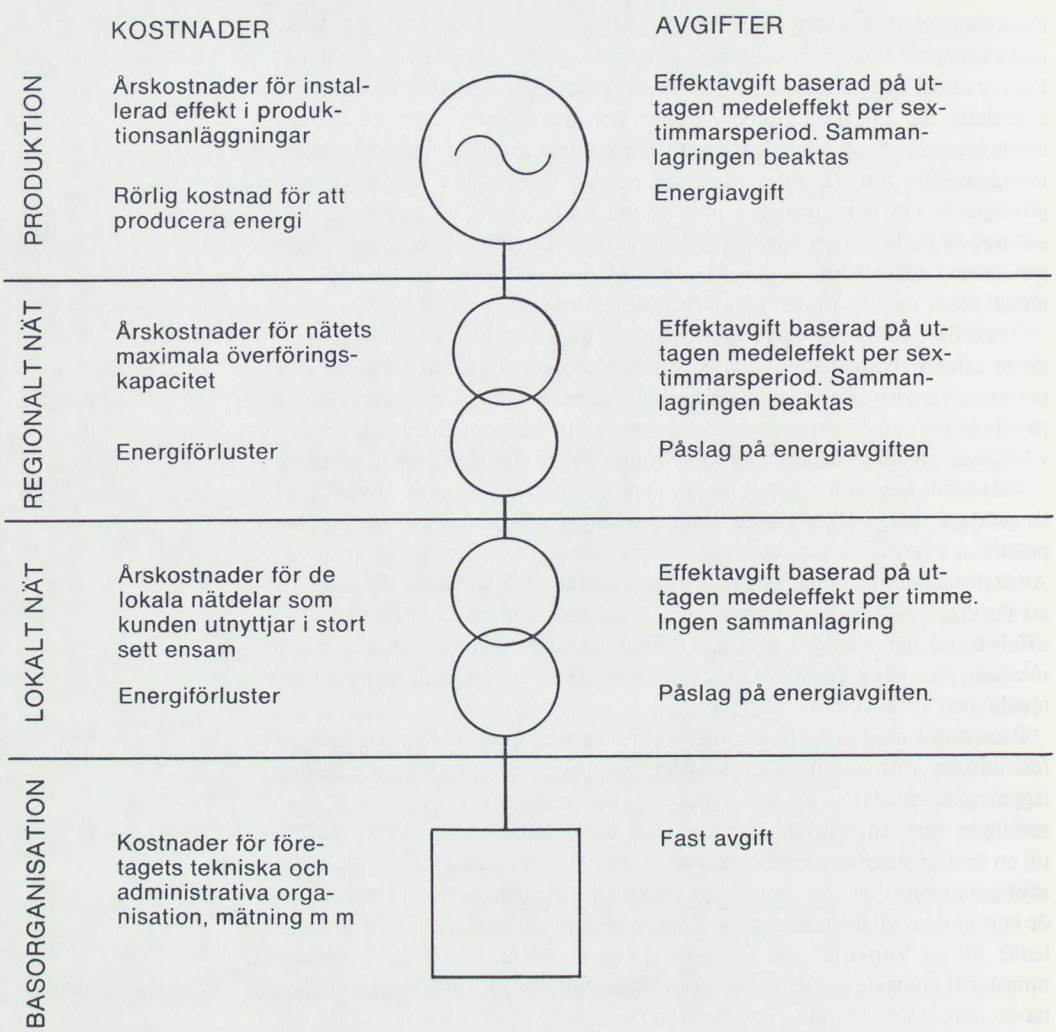
Vattenfall har som nämnts sedan lång tid tillbaka i princip använt den långsiktiga marginalkostnaden såsom utgångspunkt för bestämningen av prisnivån i tarifferna och benämnt denna kostnad systemets självkostnad. Av skilda anledningar har den på detta sätt beräknade kostnadsnivån kommit att tämligen väl överensstämma med systemets genomsnittskostnad. Tariffnivåerna har vanligen givit ett tillfredsställande resultat för den totala rörelsen, dvs. givit en önskvärd avkastning på det i anläggningarna investerade och ej avskrivna kapitalet.

I samband med oljekrisen vintern 1973/74 steg bränslekostnaderna i de fossileldade värmekraftverken kraftigt. Samtidigt har under senare år anläggningskostnaderna för alla typer av kraftanläggningar ökat starkt, väsentligen som en följd av den internationella inflationen. Detta har lett till en kraftig stegring av elförsörjningssystemets kostnader, såväl marginellt som genomsnittligt. De långsiktiga marginalkostnaderna steg kraftigare än de kortsiktiga och även mera än systemets genomsnittskostnader. Bl. a. detta ledde till att Vattenfall vid fastställande av prisnivån i 1978 års högspänningstariff frångick principen att som utgångspunkt för tariffbestämningen ha de långsiktiga marginalkostnaderna beräknade på en kalkylränta om 10 procent och i stället basera tarifferna på företagets genomsnittliga kostnadsnivå. Även 1981 års tariffer är baserade på den genomsnittliga kostnadsnivån i företaget. Denna genomsnittliga kostnad motsvarar den långsiktiga marginalkostnaden vid en kalkylränta om 4 procent.

Utgående från en prisnivå bestämd av självkostnaden utformas enligt Vattenfall eltariffer som trots olika konsumenters starkt varierande belastningsförhållanden uppfyller kravet på självkostnadsföljsamhet. Efter många års utredningar har Vattenfall funnit att en fullständig eltariff kan uttryckas med fyra tariffelement, vart och ett motsvarande delar av självkostnaden. Tariffelementen benämnes fast avgift, abonnemangsavgift, högbelastningsavgift och energiavgift. (Figur 2.1.3).

Den *fasta avgiften* utgår i kronor per år och skall motsvara de kostnader som är oberoende av elkonsumenternas elförbrukning, nämligen uppmätning, avräkning och debitering.

Abonnemangsavgiften skall täcka den del av effektkostnaden, som motsvarar den lokala effektberoende nätkostnaden. Avgiften utgår i kronor per



Figur 2.1.3 Kostnadskedja – avgiftselement.

kW och år och erläggs för medelvärdet av konsumentens två högsta månadsvärden under året för uttagen medeleffekt per timme.

Högbelastningsavgiften skall i första hand täcka effektkostnaden på produktionsnivå och de centrala nätdelarna. Dessutom ingår den del med vilken dagenergikostnaden överstiger nattenergikostnaden vintertid. Högbelastningsavgiften utgår i kronor per kW och år, men debiteringsgrunden är här medelvärdet av konsumentens fyra högsta månadsvärden för uttagen sextimmarseffekt (med sextimmarseffekt menas medeleffekten under en sextimmarsperiod).

Energiavgiften, som utgår i öre per kWh, skall täcka leveransens energikostnader som kan variera under årets och veckans delar. Den kortsiktiga marginalkostnaden har här stor betydelse. I Vattenfalls elkraftsystem upp-

träder en signifikant skillnad i produktionssystemets energikostnad mellan vinter- och sommartid, varför energiavgiften satts lägre under sommarmånaderna än under övrig tid. Differensen mellan dag och natt har lagts in i högbelastningsavgiften.

Tariffen har i princip beräknats för ett visst bestämt kostnadsläge. Eftersom den vanligen skall gälla under flera år enligt mellan leverantören och konsumenten upprättade kraftkontrakt kompletteras den med särskilda prisregleringsklausuler. I Vattenfalls tariffsystem utgörs dessa av dels en indexklausul, dels en energiprisklausul.

Indexklausulen avses kompensera företagen för allmänna kostnadsstegringar och baseras på konsumentprisindex. Klausulen tas ut som ett procentuellt tillägg på tariffens samtliga grundelement.

Energiprisklausulen skall kompensera företagen för bränslekostnadsstegringar och baseras på företagets verkliga specifika bränslekostnader.

En *särskild klausul* vid onormalt låg kärnkraftproduktion har införts i 1981 års högspänningstariff. Klausulen tillämpas om kärnkraftproduktionen minskar mer än 3–4 TWh under den beräknade normalproduktionen.

Det här ovan beskrivna principiella tariffsystemet för högspänningsleveranser har även införts av flertalet övriga större kraftföretag i Sverige.

Vattenfalls tariffsystem har fyra leveransnivåer, motsvarande leveranser från ledningssystem för 130 (eller 70), 40 (eller 20), 10 eller 6 respektive 0,4 kV. Den sistnämnda leveransnivån återfinns i lågspänningstariffen. De olika leveransnivåerna benämns tariffblock. Konsumenten kan välja ett tariffblock med lägre spänning än som motsvarar leveransspänningen genom att erlägga ett transformeringstillägg, som motsvarar direkttransformering från den högre leveransspänningen. Konsumenten kan även välja tariffblock med närmast högre ordningsnummer. Detta innebär att konsumenten själv kan välja sin ur ekonomisk synpunkt optimala distributionsspänning utan att den faktiska leveransspänningen ändras.

Högspänningstariffen är uppdelad på tre olika geografiska områden, Mellansverige, mellersta Norrland och Norrbotten. Tariffnivån är med hänsyn till kostnadsförhållandena vid 130 kV i mellersta Norrland ca 10 procent och i Norrbotten ca 20 procent lägre än i Mellansverige.

1981 års högspänningstariff för Mellansverige (inom Vattenfalls distributionsområde)

		Block		
		1	2	3
Fast avgift	tkr	400	40	4
Abonnemangsavgift	kr/kW$_1$	15	25	35
Högbelastningsavgift	kr/kW$_6$	105	160	215
Energiavgift				
Vinter	öre/kWh	10,3	10,6	11,0
Sommar	öre/kWh	9,2	9,5	9,9

Indexklausul: 0,12 (K – 540) %

K är medelvärdet av konsumentprisindex året före leveransen. Klausulens kompensationsgrad har sänkts till 65 procent i 1981 års tariff mot 83 procents kompensationsgrad i den tidigare tariffen.

Energiprisklausul

(Block 1–2): 0,12 (C–7,0) + 0,38 (U–3,5) öre/kWh

(Block 3): 0,13 (C–7,0) + 0,40 (U–3,5) öre/kWh

C är oljepriset i öre/kWh och U är kärnbränslekostnaden i öre/kWh. C och U är medelvärden för året före leveransen.

Stora distributörer och stora industrier köper enligt block 1 medan medelstora respektive små distributörer och industrier köper enligt block 2 eller 3.

En medelstor distributör eller industri som köper efter den normala högspänningstariffen enligt nedan angivna förutsättningar, får betala följande avgifter.

Antag abonnerad effekt	3 200 kW
1-timmars effekt	3 000 kW
6-timmars effekt	2 670 kW
Förbrukning	12 000 000 kWh
Fast avgift	40 000 kr
Abonnemangsavgift (25 · 3 000)	75 000 kr
Högbelastningsavg (160 · 2 670)	427 200 kr
Energiavgift	
25 % sommar 3 000 000 · 9,5 öre	285 000 kr
75 % vinter 9 000 000 · 10,6 öre	954 000 kr
Totalt	1 781 200 kr
	14,84 öre/kWh

Indextillägg: 0,12 (571-540) = 3,72 %
Energipristillägg: 0,12 (7,08–7,0)+0,38 (3,5–3,5) =0,01 öre/kWh
Totalt 14,84 + 3,72 % +0,01 = 15,40 öre/kWh

Den medelstora distributören eller industrin betalar 1981 15,40 öre/kWh för elenergin, vartill kommer energiskatt.

För högspänningsleveranser tecknas regelbundet speciella leveranskontrakt med varje kund. Där anges förutom avgifterna bl. a. leveransspänning och leveranspunkt, abonnerad effekt, mätutrustning samt kontraktets giltighetstid. Kontraktstiden för flertalet högspänningsleveranser har tidigare normalt varit 5 år men i en del fall har även längre kontraktstid förekommit. Osäkerheten om de fortsatta utbyggnaderna och kostnadsutvecklingen innebar att Vattenfall i och med 1978 års tariffer förkortade kontraktstiden till 2 à 3 år. Från 1981 tecknas 3-årsavtal. Dessa avtal har en särskild klausul som tillämpas vid onormalt låg kärnkraftproduktion.

Den dominerande delen av engrosförsäljningen sker enligt gällande normaltariffer. Normaltarifferna kompletteras dock med särskilda villkor för abonnenter som har egna vatten- och/eller värmekraftanläggningar. Sådana abonnenter har möjligheter att utnyttja kraftköp enligt normaltariffen på sådant sätt som normalt ej förutsätts vid tariffens kalkylering. För abonnenter med egen värmekraft (kraftvärmeverk, mottrycksanläggning) måste nor-

maltariffen kompletteras med villkor som tar hänsyn till dessa abonnenters behov av kompletteringskraft under sommarhalvåret när värmeunderlaget inte räcker till för att ha det egna värmeverket i drift. Dessa abonnenter har också behov av reservkraft vid de tillfällen då fel uppstått i den egna värmekraftanläggningen (leveranssäkerhetstariff). För abonnenter med egen vattenkraft måste normaltariffen kompletteras med villkor som tar hänsyn till att dessa abonnenter köper mera kraft under år med dålig vattentillgång och vise versa.

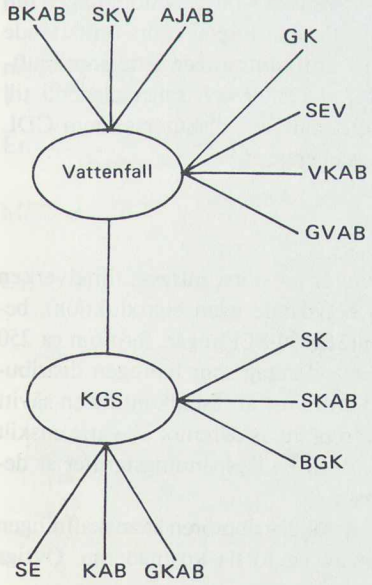
Avvikelsen gentemot normaltariffen kan innebära såväl höjda som sänkta kostnader relativt strikt tillämpning av normaltariffen.

Varje kraftföretag bestämmer i princip själv körningen av sitt produktionssystem. Det ligger emellertid i varje kraftföretags intresse att minimera sina egna produktionskostnader. Härigenom är grunden lagd för ett för alla parter gynnsamt elkraftsamarbete, som syftar till att minimera totala elkraftsystemets produktionskostnader. Detta åstadkoms genom utbyte av tillfällig kraft mellan de kraftföretag som deltar i den s. k. samkörningen på stamnätet. Enligt särskilt riksdagsbeslut bygger och driver Vattenfall stamnätet för 400 och 200 kV. Alla de stora kraftproducenterna vilka utnyttjar stamnätet har långfristiga transisteringsavtal med transiteringsrätt, i princip baserade på självkostnaden för elöverföringen.

De regler som gäller för utbytet finns tecknade i det s. k. samkörningsavtalet av 1976. Ett nytt avtal beräknas träda i kraft under 1981. Frågor som rör samkörningsavtalet handhas av en samkörningsnämnd bestående av högst 4 ledamöter vardera från Vattenfall respektive de övriga företagen. Figur 2.1.4 speglar organisationen mellan de samkörande företagen i Sverige.

Utbytet på kraftbörsen är relativt omfattande. Dagligen säljs kraft för ca en miljon kronor.

De företag som har överskott av kraft rapporterar sin aktuella marginalkostnad till samkörningscentralen i Råcksta, detsamma gör de företag



KGS = Krångede samkörnings AB
SK = Sydkraft AB
SKAB = Stora Kopparberg Bergslags AB
BGK = Bergslagens Gem. Kraftförvaltn.
SE = Stockholms Energiverk
KAB = Krångede AB

GKAB = Gullspångskraft AB
GVAB = Graningeverkens AB
SEV = AB Skandinaviska elverk och Voxnans Kraft AB
BKAB = Bålforsens Kraft AB
AJAB = Avesta Jernverks AB
VKAB = Värmlandskraft AB
GK = Gränges Kraft
SKV = Skellefteå Kraftverk

Figur 2.1.4 De samkörande företagens organisation.

som har underskott. Därefter sätter samkörningscentralen ett s. k. *mittpris*, dvs. den genomsnittliga marginalkostnaden för det säljande och köpande företaget. Detta pris kallas kraftbörsens marginalpris.

Samkörningssystemet och kraftbörsen innebär att det vid varje given tidpunkt existerar ett jämviktspris för elenergi som exklusive variationer i överföringskostnader omfattar hela landet.

En förutsättning för att kraftföretagen fritt skall kunna utbyta tillfällig kraft till endast rörlig produktionskostnad är att samtliga företag har en i förväg överenskommen leveranssäkerhet i sitt produktionssystem. Det vore annars möjligt för något företag att basera sin elproduktion till väsentlig del på tillfälliga kraftleveranser från övriga kraftföretag och begränsa annars nödvändiga kapitalinvesteringar i egna produktionsanläggningar eller anskaffande av dyrare fasta kraftkontrakt. Resultatet skulle bli kraftigt försämrad leveranssäkerhet för elkonsumenterna.

I samband med utarbetandet av Vattenfalls nya högspänningstariff framlade *Svenska Kraftverksföreningen* en alternativ tariff. Skillnaden gentemot Vattenfalls tariff ligger i att endast en effektavgift tas ut. Denna baseras på medelvärdet av de fyra högsta månadsvärdena under året för uttagen medeleffekt per timme. De högre kostnaderna för produktion och distribution under högbelastningstid avspeglas i ett högre energipris måndag–fredag vanligtvis kl. 07.00–21.00. Större företag som använder sig av denna tariff är Skandinaviska Elverk och Stockholms Energiverk.

Man kan konstatera att framför allt Vattenfalls redan inledningsvis nämnda inflytande på prisbildningen och även andra större kraftproducenters prisnivå etablerar en sorts marknadspris på det här området. Övriga leverantörer av högspänd elkraft anpassar sig i huvudsak till denna marknadsprisnivå utan att den i och för sig i varje särskilt fall behöver vara motiverad av kostnaden.

De största kraftföretagen diskuterar inom ramen för sitt samarbetsorgan *Centrala Driftledningen* (CDL), grundläggande förutsättningar för tariffsättningen. Såväl inom Vattenfall som inom Svenska Kraftverksföreningen (en sammanslutning av privata och kommunala kraftföretag) görs omfattande utredningar om tariffer i speciellt tillsatta tariffkommittéer. Eftersom kraftföretagen inom CDL främst är råkraftproducenter och säljer elenergi till större industrier, elverk och andra återdistributörer, diskuteras inom CDL främst tariffstrukturen för högspänningsleveranser.[1]

2.1.2 *Lågspänningstariffer*

Eltariffer för lågspänningsleveranser, som är av störst intresse för elverken och övriga distributörer (flertalet utan betydande egen elproduktion), behandlas inom *Svenska Elverksföreningen* (SEF). I SEF ingår, förutom ca 250 återdistributörer, även råkraftproducerande företag som har egen distribution. Syftet med tariffarbetet inom SEF är främst att åstadkomma en såvitt möjligt enhetlig tariffstruktur. Tariffnivån beslutas däremot av varje enskilt företag. De grundläggande principerna för SEFs lågspänningstariffer är desamma som för högspänningstarifferna.

Den i särklass största utgiftsposten för detaljdistributören är anskaffningen av råkraft, vilken utgör ca 70 procent av de totala kostnaderna. Övriga

[1] Se t. ex. Produktion och distribution av elektrisk kraft SPK 1979:26, Lalander, S., Prisbildningen på elenergi, Ekonomisk Debatt nr 7 1977.

kostnader är kostnader för distributionsnätet, överföringsförluster i distributionsnätet samt företagsadministrativa kostnader. Kostnaderna för kraftens anskaffning och distribution är mer eller mindre kvantitetsberoende medan kostnaden för administration är abonnentrelaterad. Traditionellt har denna senare kostnad debiterats som en fast avgift.

Lågspänningstariffer för större lågspänningsleveranser vid vilka mätning av effekten förekommer kallas effekttariffer och har samma uppbyggnad som högspänningstariffen. För det dominerande antalet lågspänningskonsumenter har tarifferna däremot förenklats. Förenklingen innebär att fast avgift och abonnemangsavgift slås samman till en på huvudsäkringens storlek baserad avgift – säkringsavgiften – samt att högbelastningsavgiften inkluderas i energiavgiften. Effektmätning förekommer således inte hos det stora flertalet lågspänningsabonnenter, främst med hänsyn till de därmed förenade mätnings- och administrationskostnaderna. I stället tillämpas en effektbegränsning i steg genom mätarsäkringarnas dimensionering. Avgiften är alltså stegvis beroende av den största effekt abonnenten kan ta ut. Tariffen har därav fått namnet säkringstariff. För det helt övervägande antalet lågspänningsabonnemang är den minsta säkringsstorleken (16 A) tillfyllest.

Säkringsavgiften avses täcka distributörens kostnader för mätning, debitering etc. samt delar av det egna distributionsnätet medan energiavgiften skall täcka råkraftkostnaden och övriga delar av det egna distributionsnätet. Denna uppbyggnad av lågspänningstarifferna innebär relativt grova approximationer i förhållande till kostnaderna, särskilt för den enskilda leveransen, men för elleverantören och för abonnentkollektivet innebär den ändå en acceptabel fördelning av kostnaderna abonnenterna emellan. Approximationerna innebär dock att energiavgifterna är något högre och säkringsavgifterna i motsvarande grad lägre än som principiellt och strikt kostnadsmässigt kunde vara motiverat. Till skillnad från högspänningstarifferna har lågspänningstarifferna normalt inga indexklausuler. Därför finns inte heller någon fastställd kontraktstid, utan leverantören kan med kort varsel införa nya tariffer.

Som exempel på en lågspänningstariff visas nedan Vattenfalls lågspänningstariffer för de mellansvenska förvaltningarna med giltighet fr. o. m. 1 oktober 1980.

Enkeltariff:	Säkringsavgift	S kr/år
	Energiavgift	20,5 öre/kWh
Mellantariff:	Säkringsavgift	2 S kr/år
	Energiavgift	16,2 öre/kWh
Dubbeltariff:	Fast avgift	200 kr/år
	Säkringsavgift	S kr/år
	Energiavgift	
	Dag kl 06–22	21,5 öre/kWh
	Natt kl. 22–06	12,0 öre/kWh

Energiskatt, för närvarande 4 öre/kWh, tillkommer.

Säkringsavgiften S kr respektive 2 S kr erläggs med belopp enligt tillämplig säkringsklass enligt nedan.

Säkringsklass		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Mätarsäkring, Amp		16	16	20	25	35	50	63	80	100	125	160	200
Säkringsavgift	S kr	220	470	590	740	1 040	1 500	1 900	2 400	3 000	3 800	4 950	6 200
Säkringsavgift	2 S kr	690	940	1 180	1 480	2 080	3 000						

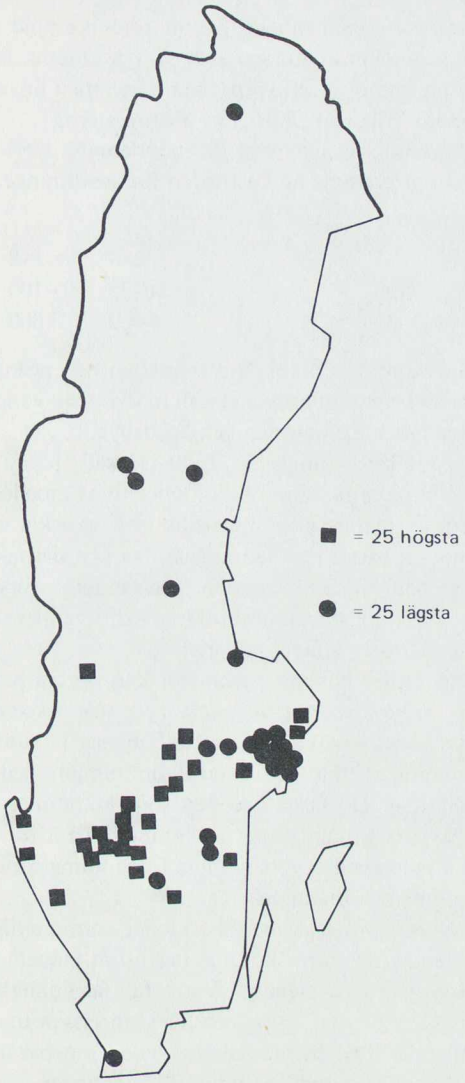
Säkringsklass 0 avser lägenhet i flerbostadshus där särskilt abonnemang tecknas av fastighetsägaren. För lågspänningskonsumenter med stor energiförbrukning, t. ex. elvärmda småhus, är det ekonomiskt att utnyttja mellantariffen eller dubbeltariffen. Mellantariffen har högre säkringsavgift och lägre energiavgift än enkeltariffen och rekommenderas av Vattenfall för elvärmda småhus med en förbrukning över 10 000 kWh/år. Om nattförbrukningen överstiger ca 40 procent av den totala förbrukningen och denna i sin tur är minst ca 7 200 kWh/år rekommenderar Vattenfall dubbeltariffen, som har låg nattenergiavgift och något högre dagenergiavgift än enkeltariffen samt en särskild fast avgift för täckning av de extra mätarkostnaderna.

En lägenhet i flerbostadshus beräknas förbruka 2 000 kWh/år. Säkringsavgiften blir 220 kr och energiavgiften 410 kr, dvs. totalt 630 kr/år. En eluppvärmd villa antas förbruka 25 000 kWh/år. Kostnaden blir 1 180 kr i säkringsavgift och 4 050 kr i energiavgift, dvs. totalt 5 230 kr. Till detta tillkommer energiskatt för närvarande 3–4 öre/kWh.

Prisnivån bland detaljdistributörerna i landet visar betydande skillnader. Dessa är förorsakade av bl. a. olika förutsättningar för distributionen t. ex. gynnsam tätortsdistribution med låga distributionskostnader eller landsortsdistribution med högre kostnader. En annan orsak till prisvariationerna är skillnader i kraftanskaffningskostnader som kan bero av t. ex. egen kraftproduktion eller gynnsamma kraftkontrakt. En tredje förklaring är skillnader i kommunernas avgifts- och skattepolitik. För en lägenhet i flerbostadshus som förbrukar 2 000 kWh/år får man betala från drygt 400 till ca 670 kr/år. En elvärmd villa som förbrukar 25 000 kWh/år betalar från 3 300 till ca 5 500 kr/år. Säkringsavgiften kan härvid variera från 600 till 1 200 kr/år och energiavgiften från 10 till 17 öre/kWh. Av figur 2.1.5 framgår var de 25 distributörer med den högsta respektive den lägsta avgiften den 1 januari 1980 för enbostadshus, 5 000 kWh/år är belägna i landet.

För statliga och kommunala eldistributörer gäller dock politiska riktlinjer och beslut som kan medföra en successiv utjämning av dessa stora prisskillnader. Vattenfall tillämpar med vissa mindre regionala avvikelser en enhetlig taxa för sin eldistribution. Taxan är således oberoende av strukturella olikheter. Samma taxa används i princip av Vattenfalls dotterföretag. Även Sydkraft tillämpar taxeutjämning inom sitt distributionsområde.

För den kommunala eldistributionen tillämpas taxeutjämning mellan tätorter och omgivande landsbygd. När eldistributionen inom en kommun är uppdelad mellan flera distributörer framför elabonnenterna ofta krav på kommunal medverkan för utjämning av eltaxorna. Om kommunens taxa är lägre än Vattenfalls eller Sydkrafts taxor kan utjämning uppnås genom att kommunen höjer sin taxa till samma nivå även om självkostnaderna



Figur 2.1.5

inte motiverar detta. Det förekommer också att kommunerna genom kommunala bidrag till andra distributörer finansierar en taxeutjämning.

Vattenfalls lågspänningstaxor är prisledande. Det är därför ovanligt att eldistributörer tillämpar högre taxor även om kostnaderna på grund av särskilt ogynnsam bebyggelsestruktur skulle motivera detta. Följden kan bli att underhåll och förnyelse av anläggningarna eftersätts inom sådana distributionsområden.

Prisnivån kan också påverkas av priset vid överlåtelser av anläggningar. Många producenter och distributörer av el tillämpar avskrivningar på återanskaffningsvärden. Detta innebär att abonnenterna genom de årliga avgifterna bidrar till en successivt ökad självfinansiering av investeringarna. Kommunförbundet har påtalat att sådana finansieringsbidrag bör beaktas

vid överlåtelser av anläggningar för att undvika höjd prisnivå. Även Elverksföreningen rekommenderar i de nya normerna för värdering av eldistributionsanläggningar att värdet reduceras med finansieringsbidrag som erhållits genom årliga avgifter från abonnenterna.

Vid nyanslutning eller ökning av abonnemang tar Vattenfall ut en engångsavgift, som bestäms av kostnaden för anslutningen, dock lägst enligt följande:

Säkringsklass	1–4	5–8	9–10	11
Mätarsäkring, Amp	16–35	50–100	125–160	200
Avgift, kr	4 000	7 000	10 000	12 500

Betydande variationer förekommer mellan de engångsavgifter som tillämpas av olika leverantörer, vilket kan förklaras av varierande anslutningskostnader mellan t. ex. tätorter och landsbygd.

Nu tillämpade lågspänningstariffer är baserade på nuvarande mätarkonstruktioner och mätarbestånd. Ambitioner finns emellertid att medelst ny teknik i form av mätare eller mätartillsatser utveckla tarifferna ytterligare i riktning mot en bättre kostnadsanpassning och därmed uppfylla målsättningen att ge bättre prisinformation. Ett sannolikt första steg kan därvid bli att – liksom för högspänningstarifferna – differentiera energipriset mellan sommar (lågpris) och vinter (högpris).

Elkonsument eller blivande abonnent kan begära prövning av elprisets skälighet hos *Statens prisregleringsnämnd för elektrisk ström*. För att i första hand försöka nå en frivillig uppgörelse hänvisar nämnden parterna till att uppta förhandlingar under SEFs tariffkommissions ledning för att åstadkomma förlikning. De flesta ärenden som inkommer till nämnden – ca 25 per år – avgörs genom sådan förlikning. Två à tre ärenden per år går vidare till nämnden och avgörs där i en förhandling som kan jämföras med ett vanligt domstolsförfarande.

Statens pris- och kartellnämnd (SPK) följer kontinuerligt prisutvecklingen och informeras av de större kraftföretagen om planerade prisändringar på såväl hög- som lågspänd elenergi. Vattenfall får i enlighet med särskilt regeringsbeslut den 17 maj 1979 inte höja sin eltaxa utan att samråd först har ägt rum med SPK. Samrådsskyldigheten innebär att om samråd inte kan tecknas skall frågan hänskjutas till regeringen.

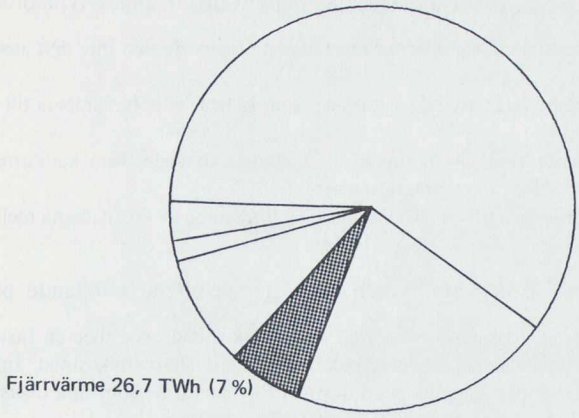
När det gäller kommunala elverk finns även den möjlighet som konsument och konsumentgrupper har att på politisk väg påverka eltarifferna i kommunen. Dessutom finns besvärsrätt när det gäller kommunala beslut om t. ex. eltariffer.

2.2 Fjärrvärme

Fjärrvärme distribueras i kulvertsystem i form av hetvatten. Närmare 90 procent av fjärrvärmen produceras av tung eldningsolja och 10 procent produceras av sopor, industriell spillvärme m. m. Fjärrvärmen utgjorde 1980 7 procent av den slutliga användningen av energi. (Figur 2.2.1).[1]

Fjärrvärmeverksamheten handhas av kommunerna antingen direkt eller via bolag. Den tätort som har den största fjärrvärmeverksamheten absolut

[1] SCB, SM, Energi 1981:7.2



Figur 2.2.1 Slutlig användning av energi 379,7 TWh.

sett är Stockholm, men även Göteborg och Malmö har en stor verksamhet. Störst fjärrvärmeanslutning relativt sett har Västerås, där så gott som samtliga byggnader i centralorten är anslutna till fjärrvärmesystemet.

De åtta största fjärrvärmeverken med en ansluten värmeeffekt om vardera mer än 500 MW svarade 1979/80 tillsammans för 56 procent av såväl den totalt anslutna värmeeffekten i landet som den totalt levererade värmemängden. De åtta fjärrvärmeverken rangordnade efter anslutet värmeeffektbehov 1979/80 framgår nedan.

Fjärrvärmeverk	Anslutet värmeeffektbehov MW	Levererad värmemängd GWh
Stockholm	1 821	3 143,3
Malmö	1 252	2 228,7
Göteborg	1 223	2 291,7
Västerås	924	1 914,6
Uppsala	859	1 534,1
Örebro	602	1 015,9
Linköping	544	947,5
Norrköping	520	988,8

Närmare 1 miljon av landets 2 miljoner lägenheter i flerfamiljshus och drygt 50 000 av landets nära 1,5 miljoner småhus är anslutna till fjärrvärme. Därtill kommer kontor, skolor, affärer och industrilokaler motsvarande ytterligare nära 500 000 lägenheter.

2.2.1 *Prissättningsprinciper*

De grundläggande principerna när det gäller prissättningen på fjärrvärme har stora likheter med prissättningen på elenergi. Enligt Svenska Värmeverksföreningens riktlinjer ska en fjärrvärmetaxa uppfylla två målsättningar.

1. Taxan ska leda till samhällsekonomiskt riktig resursanvändning.
2. Taxan måste ge tillräckliga intäkter för att garantera verkets fortbestånd på lång sikt.

Vid sidan av dessa grundläggande målsättningar anges fyra bivillkor:

1. Taxan måste vara begriplig för användaren annars får den inte den avsedda styreffekten.
2. Taxan måste vara baserad på storheter som är mät- eller bestämbara till en rimlig kostnad.
3. Taxan måste alltid, även under ett uppbyggnadsskede, vara konkurrenskraftig med alternativa uppvärmningsformer.
4. Taxan måste leda till en rättvis och skälig fördelning av kostnaderna mellan abonnenterna.

Målsättningarna och bivillkoren ovan har resulterat i följande principer:

1. Ett nystartat verk bör använda en alternativkostnadstaxa, dvs. en taxa som till nivå och uppbyggnad återspeglar konsumentens alternativkostnad. Innebörden är att abonnenten garanteras en kostnad för fjärrvärme som inte överstiger den kostnad han eljest skulle haft för sin uppvärmning.
2. Så småningom bör energiavgiften anpassas till kortsiktig marginalkostnad, medan taxenivån fortfarande bestäms av alternativkostnaden.
3. Det etablerade verket bör bestämma taxenivån efter långsiktig medelkostnad och energiavgiften efter kortsiktig marginalkostnad.

I stort sett använder hälften av antalet fjärrvärmeverk en alternativtaxa och hälften en självkostnadsanpassad taxa. Vissa modifieringar av taxorna kan dock förekomma i olika kommuner. Den övervägande mängden av levererad fjärrvärme, ca 90 procent, levereras från fjärrvärmeverk med självkostnadsanpassad taxa.

2.2.2 *Självkostnadstaxa*

Självkostnadstaxan avspeglar så långt som möjligt värmeverkets kostnadsstruktur, speciellt sambandet mellan fasta och rörliga kostnader. Taxan består normalt av fast årlig avgift, uppdelad på en fast och en effektberoende del, samt energiavgift, vartill kommer indextillägg samt tillägg eller avdrag relaterade till anslutningsavgiften.

Fast avgift. Som bas för taxesättningen används den långsiktiga marginalkostnaden. Den effektberoende delen skall således motsvara kostnaderna för den utökning av nät och produktionsanläggningar som på lång sikt förorsakats av anslutningen av en ny abonnent. Själva avgiften beräknas på basis av mottagaranläggningens maximala värmeeffektbehov. Den är differentierad efter mottagaranläggningens storlek.

Den fasta avgiften består av ett antal block av formeln

$$a + E \cdot b \quad \text{kr/år}$$

där a är den fasta delen, E abonnemangseffekten i kW samt b kostnaden i kr/kW, år. I den fasta delen inräknas mät- och debiteringskostnader. Ju större abonnemanget är, desto lägre blir priset per abonnerad kW.

Abonnemangseffekten bestäms genom beräkning av värmebehovet (transmission, ventilation, varmvatten), genom uppgift om tidigare oljeförbrukning eller genom att tillämpa en schablon, exempelvis 0,09 kW/m^2.

Det tycks emellertid finnas ett klart samband mellan den normalårskorrigerade årsförbrukningen och abonnentens maximerade effektbehov för enhetliga kategorier av abonnenter. Effekten kan således bestämmas genom

att dividera den normalårskorrigerade årsförbrukningen med ett kategorital. Följande kategorital har föreslagits av Svenska Värmeverksföreningens effektbestämningsgrupp.

Klimatzon	IV (sydligaste)	III	II	I (nordligaste)
Bostadshus	2 100	2 200	2 300	2 400
Industrier, kontor	1 600	1 700	1 800	1 900

Utredning pågår även om definitioner och metoder för mätning av abonnemangseffekter. Detta kan bli ett krav vid större abonnemang.

Indextillägg. Den fasta avgiften är vanligen indexreglerad. Konsumentprisindex har valts som bas. Vanligen har indextillägget följande utseende

$$\text{dämpningsfaktor} \cdot \frac{\text{aktuellt indextal basårsindextal}}{\text{basårsindextal}}$$

Dämpningsfaktorn kan åsättas ett värde ≤ 1.

Energiavgift (förbrukningsavgift). Denna är lika per kilowattimme för olika abonnentkategorier. Den bestäms huvudsakligen utifrån kostnaderna för bränsle, och den påverkas av pannverkningsgrad och nätförluster. I bränslekostnaden ingår kostnader för anskaffning, transport och lagring av bränslet samt ränta på bränslelager, skatter och avgifter på energi m. m.

Normalt är förbrukningsavgiften ca 0,12 B kr/MWh. B är bränslepriset uttryckt i kr per m^3 olja. Förbrukningsavgiften återspeglar således den kortsiktiga marginella kostnaden vid ett värmeverk under vintertid.

Uppsala Industriverks fjärrvärmetaxa är representativ för de självkostnadstaxor som tillämpas av flertalet större fjärrvärmeverk. Taxan framgår nedan.

Fjärrvärmetaxa för Uppsala kommun.

A. Fast årlig avgift

E = 0 – 108	kW	400 kr + 66 · E kr
E = 109 – 366	kW	1 700 kr + 54 · E kr
E = 367 – 2 500	kW	5 000 kr + 45 · E kr
E = större än 2 500	kW	25 000 kr + 37 · E kr

E = anslutningsvärde i kW

B. Indextillägg

$$D \cdot \frac{1 - 330}{330} \cdot F \text{ kr/år}$$

F = fast årlig avgift

I = senast kända konsumentprisindex (basår 1949)

D = dämpningsfaktor som beslutas av industriverksstyrelsen, dock högst 0,5

C. Förbrukningsavgift

0,12 · B kr/MWh levererad energi

B = bränslepris

D. Bonus på anslutningsavgiften

$$-\frac{a}{100} C \text{ kr/år}$$

a = räntefot som beslutas av industriverksstyrelsen, dock lägst lika med riksbankens diskonto

C = erlagd bonusgrundande anslutningsavgift

För ett hyreshus om 20 lägenheter på vardera 80 m^2 är E = 160 kW och W[1] = 320 MWh. Vid KPI = 601 och bränslepriset 1 250 kr/m^3 blir fasta avgiften.

$$1700 + 54 \cdot 160 \left(1 + 0{,}5 \frac{601-330}{330}\right) = 14\,579$$

Förbrukningsavgiften blir 0,12 · 1 250 · 320 = 48 000.

För hyreshuset blir den totala avgiften 62 579 kr/år, dvs. ca 3 130 kr per lägenhet och år enligt självkostnadstaxan.

2.2.3 *Alternativtaxa*

Svenska Värmeverksföreningen har i samarbete med hyresgäst- och fastighetsägarorganisationerna arbetat fram en beskrivning av alternativkostnaden för enskild uppvärmning, de s. k. riktpriserna.

Svenska Värmeverksföreningens

RIKTPRISER

för leverans av värme från kommunalt värmeverk.

Årsavgifter: (fast avgift · förbrukningsavgift)

Alt 1: $\frac{I}{130}(300 \cdot 14{,}6\ E) \cdot (4 \cdot 0{,}12\ W)\ O_1$ kr

Alt 2: $\frac{I}{130}(2\,000 \cdot 12{,}0\ E) \cdot (15 \cdot 0{,}12\ W)\ O_3$ kr

Alt 3: $\frac{I}{130}(10\,000 \cdot 10{,}3\ E) \cdot (75 \cdot 0{,}116\ W)\ O_4$ kr

Beteckningar:

E den anslutna byggnadens max värmebehov i kW

W den per år uttagna värmemängden i MWh

I konsumentprisindex (månadsvärdet vid varje aktuell tidpunkt)

O oljepris för olja 1, olja 3 och olja 4 resp i kr/m^3 vid leverans av 4 m^3 fritt förbrukningsplatsen.

[1] Den per år uttagna värmemängden i MWh.

Den största principiella skillnaden jämfört med självkostnadstaxan är att olika abonnentkategorier har olika energipris.

Alternativtaxan har liksom självkostnadstaxan en årlig fast avgift som är indexreglerad. En del värmeverk har ändrat taxan på vissa punkter och vanligaste ändringen är i indexformeln. Riktpristaxans $\frac{1}{130}$ innebär att taxan konstruerades ungefär år 1953. Senaste tidens indexnivå på närmare 600 medför att betydande belopp regleras rent schablonmässigt. Olika fjärrvärmeverk har härvid använt olika sätt att lösa problemet med indexuppräkningen.

När det gäller förbrukningsavgiften påverkas riktpristaxan bl. a. av oljepriset för en tänkt egen oljevärmeanläggning. I riktpristaxan markeras detta för de olika alternativen med oljepriserna O_1, O_3 respektive O_4. Dessutom omräknas den uppmätta värmeförbrukningen med en faktor som för varje alternativ tar hänsyn till bl. a. verkningsgraden i den tänkta pannanläggningen. Den totala förbrukningsavgiften i riktpristaxan består således av respektive alternativs oljepris, multiplicerat med en fast effektberoende del (abonnentavgift) och en förbrukningsberoende del.

En del verk har övergått till att tillämpa en enhetlig energiavgift och istället räknat upp den fasta delen så att den totala intäkten motsvarar riktpriserna.

För ett hyreshus om 20 lägenheter på vardera 80 m^2 är E = 160 kW och W = 320 MWh. Vid KPI = 601 och bränslepriset 1 250 kr/m^3 blir avgiften enligt alternativtaxan

$$\frac{601}{130}(300 + 14{,}6 \cdot 160) + (4 + 0{,}12 \cdot 320)\ 1\,250 = 65\,125$$

Alternativtaxan innebär således ca 3 256 kr/år och lägenhet i uppvärmningskostnad.

2.2.4 *Anslutningsavgift*

Fjärrvärmeutbyggnaden karakteriseras av stora investeringskostnader, vilket medför att finansieringen är ett problem. Ur värmeverkens synpunkt är det därför angeläget att abonnenter bidrar till finansieringen genom att betala avgift vid anslutningen.

Vad beträffar anslutningsavgift och därmed sammanhängande eventuell bonus varierar bruket ganska mycket för de ca 80 olika värmeverken i Sverige. Det finns dock vissa gemensamma riktlinjer som kan urskiljas.

För nybyggda bostadsfastigheter uttas alltid anslutningsavgift. Enligt bostadsfinansieringsförordningen beviljas statliga bostadslån motsvarande 55 kr/m^2 för anslutningsavgifter och fastighetens interna anordningar för fjärrvärme. Detta gäller för flerfamiljehus. För nybyggda villor gäller ett grundbelopp av 5 000 kr + 90 kr/m^2 dock högst 15 000 kronor. Av dessa belopp uttar värmeverken ca 70 procent i anslutningsavgift. Ovan nämnda belopp indexeras med tids- och ortskoefficienter.

För befintliga bostadsfastigheter förekommer större variationer. Då det numera utgår statliga energisparstöd för fjärrvärmeanslutningar i stort sett enligt samma normer som för nyproduktionen söker man även här ta ut anslutningsavgifter. Dock förekommer i vissa fall jämkningar. Det finns

även värmeverk som inte tar ut anslutningsavgifter för äldre fastigheter.

För kontor och industrier söker man tillämpa samma principer som för bostadshus. Då dessa byggnader inte har samma förmånliga finansieringsmöjligheter som bostadsfastigheter förekommer jämkningar.

Taxan kan konstrueras som brutto- eller nettotaxa. I första fallet innehåller taxan samtliga kostnader, anslutningsavgifter betraktas som ett finansieringsbidrag som antingen återbetalas med ränta och amortering eller berättigar abonnenten till någon form av årlig bonus varierande mellan 4 och 12 procent av anslutningsavgiften. I senare fallet, nettotaxa, förutsätter taxan att anslutningsavgift erläggs så att tillägg utgår för det fall abonnenten inte eller endast delvis erlägger fastställd anslutningsavgift.

Svenska värmeverksföreningen är en samarbetsorganisation vari ingår 86 verksmedlemmar, 25 företagsmedlemmar, 13 personliga medlemmar och 6 hedersledamöter (30 juni 1980). Föreningens huvuduppgift är energiplanering, energipolitik, beredskapsfrågor, taxor, ekonomi och avtal, produktionsfrågor, distributionsfrågor, abonnentfrågor, miljö- och arbetsmiljöfrågor.

Storstockholms energibolag (STOSEB) representerar det enda organiserade leveranssamarbetet i Sverige. STOSEB består av 15 medlemskommuner och har som sin främsta uppgift att bygga ut ett regionalt fjärrvärmenät. Ett aktuellt regionalt projekt är att undersöka möjligheterna för att utnyttja Forsmark 3 för fjärrvärmeproduktion. Ett annat aktuellt projekt är ett leveranssamarbete mellan Södertäljes och Botkyrkas fjärrvärmesystem. Basen är ett kolvärmeverk i Södertälje som är under uppförande och som kan förse Botkyrka med baslast via en förbindelseledning.

När det gäller konsumenternas möjlighet att påverka fjärrvärmetaxorna sker detta normalt genom att taxorna fastställs av kommunfullmäktige. Lagen om allmänna fjärrvärmeanläggningar (LAF) innehåller bestämmelser om skälighetsprövning av fjärrvärmeavgifter inom allmänförklarat fjärrvärmeområde. Även om ännu inget fjärrvärmenät blivit allmänförklarat är det antagligt att lagen kommer att bli mönsterbildande för fjärrvärmeanläggningar. Prövningen av taxor enligt LAF ansluter sig till lagen om allmänna vatten- och avloppsanläggningar (VA-lagen) och sker genom VA-nämnden som för ändamålet kompletteras med sakkunnig i fjärrvärmefrågor.

2.3 Råolja och oljeprodukter

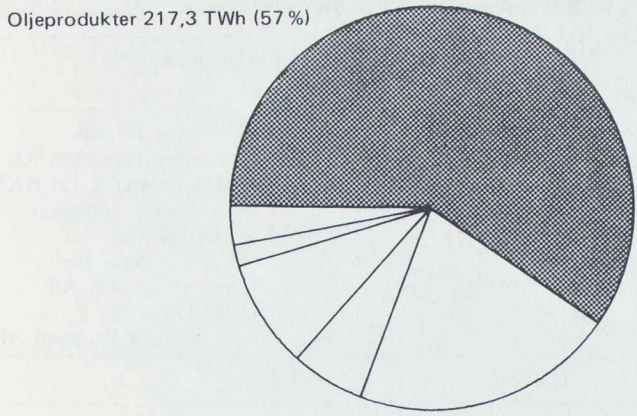
2.3.1 *Oljemarknaden i stort och den inhemska oljeindustrins ägarstruktur*

Större delen av den olja som tillförs landet används direkt som energikälla av de slutliga förbrukarna (efter raffinering av råoljan). Men en del olja omvandlas till el eller fjärrvärme innan den når slutförbrukaren. En del olja går också bort som förluster vid omvandlingen och vid raffineringen av råoljan. Oljeprodukterna utgjorde 57 procent av den slutliga användningen av energi 1980. (Figur 2.3.1).[1]

Tillförseln av oljeprodukter till den svenska marknaden sker dels genom import av råolja som raffineras inom landet och dels genom import av oljeprodukter som raffinerats utomlands. Av tabell 2.3.1 framgår från vilka länder (områden) råoljan importerade 1980.[2]

[1] Källa: SCB, SM, Energi 1981:7.2.

[2] Källa till denna och till det följande är Oljemarknaden. Rapport från SPK 1980–1981.



Figur 2.3.1 Slutlig användning av energi 379,7 TWh.

Tabell 2.3.1 Råoljeimporten under 1980 fördelad på olika producentområden

Producentområde	Andel i %
Saudi-Arabien	47,6
Iran	2,9
Abu Dhabi	5,2
Qatar	1,3
Irak	6,1
Libyen	4,6
Nigeria	10,8
Sovjet	2,5
Storbritannien och Norge	16,0
Venezuela	3,0
	100,0

Saudi-Arabien är Sveriges största råoljeleverantör, men på senare år har det kommit in alltmer olja från Nordsjön.

En del av den råolja som importeras går till uppbyggnad av särskilda beredskapslager för nyttjande i framtida eventuella krislägen, medan den helt övervägande delen raffineras omgående till olika oljeprodukter. Vid raffinering erhålls bl. a. bensin och diesel, eldningsoljor av olika tjocklek samt en mängd andra oljeprodukter i mindre kvantiteter. Raffineringen av råolja i Sverige sker vid fyra raffinaderier på tre orter, nämligen Brofjorden, Göteborg och Nynäshamn. Härutöver har AB Nynäs Petroleum ett specialraffinaderi i vardera Göteborg och Malmö för framställning av huvudsakligen asfalt.

Den svenska raffinaderikapaciteten uppgår till 22,8 milj. ton vilket motsvarar ca 70 procent av förbrukningen av oljeprodukter inom landet. (Tabell 2.3.2.)

Till de mer väsentliga ändringarna på den svenska oljemarknaden under senare år hör det statliga SPs expansion. Dess andel av marknaden för t. ex. villaolja och lågsvavlig eldningsolja III steg under perioden 1977–1980 från 1,2 till 18,1 procent respektive från 3,3 till 17,9 procent. Härtill kommer

Tabell 2.3.2 Raffinaderikapaciteten i Sverige 1980

Företag	Nominell kapacitet milj. ton per år	Aktieinnehav %
BP, Göteborg	5,0	78 Svenska BP AB 22 Svenska Petroleum AB
Nynäs, Nynäshamn	2,6	25 A Johnsson & Co HAB
Nynäs, Göteborg	0,3	25 Bo Ax:son Johnsson
Nynäs, Malmö	0,2	50 Nordstjernan
Shell, Göteborg	4,7	100 AB Svenska Shell
Scanraff, Lysekil	10,0	42,965 Texaco Oil AB 42,965 OK 14,07 Svenska Petrleum AB
Totalt	22,8	

Ägartillhörighet och raffinaderikapacitet framgår av följande uppställning.

Ägartillhörighet	Nom. kapacitet i milj. ton per år		Andel av total kapacitet i %	
Internationella bolag	12,75		56,0	
Nationella bolag	10,05		44,0	
varav statlig		2,8		12,2
konsumentkoop		4,15		18,2
Nynäs		3,1		13,6
Totalt	22,8		100,0	

SPs ägandeinträde i Scanraff och BPs raffinaderi samt processingavtal med Shell i Göteborg samt med raffinaderier i Finland och Norge. Shells förvärv av Nynäs bensin- och eldningsoljeförsäljning i början av 1981 innebar att Shells andel av marknaden ökade från totalt 11,2 procent 1979 till 17,1 procent 1981 (utgående från 1980 års förhållanden).

Den svenska marknaden tillfördes 1980 ca 15 miljoner m^3 oljeprodukter som raffinerats i Sverige. Dessutom importerades till Sverige samma år 15 miljoner m^3 oljeprodukter. Olika länder har olika stor betydelse för importen av skilda oljeprodukter. Under 1980 kom den importerade motorbensinen främst från Danmark, Finland och Beneluxländerna. Tunn eldningsolja importeras i huvudsak från Venezuela, Storbritannien, Sovjetunionen och Danmark. Tjock eldningsolja importeras till stor del från Sovjetunionen.

Under 1980 uppgick den svenska exporten av oljeprodukter till 5,8 milj. m^3. Det är främst normalsvavlig tjock eldningsolja som exporteras och det är nästan uteslutande oljeföretag med raffinaderier som svarar för exporten. Orsaken till exporten är bl. a. att de svenska raffinaderierna inte är anpassade till den svenska efterfrågan på lågsvavlig tjock eldningsolja utan producerar för mycket av den normalsvavliga kvaliteten. Även en del av tunn eldningsolja exporteras. Orsaken till denna export är den under de senaste åren minskade efterfrågan på denna produkt.

Den totala förbrukningen av oljeprodukter i Sverige 1980 uppgick till ca 30 miljoner m^3. Största delen ca 37 procent gick till fastighetsuppvärmning, 29 procent till industriproduktion, 26 procent till transporter, 6 procent

till kraftproduktion och resterande 2 procent till övrigt.

Distributionen av oljeprodukter i Sverige handhas av ca 80 företag av vilka 11 är stora rikstäckande. Av de 11 företagen är fem amerikanska Esso, Gulf, Texaco, Ara och Mobil, tre är europeiska Shell, BP och Fina samt tre svenska nämligen Nynäs, OK och Svenska Petroleum. Företagens marknadsandelar för vissa oljeprodukter framgår av tabell 2.3.3. De stora företagen dominerar marknaden för bensin, drygt 96 procent. och dieselbrännolja, drygt 98 procent 1980, medan koncentrationen till de stora företagen är mindre för de flesta sorter av eldningsolja, och då särskilt de tjockare eldningsoljorna.

Tabell 2.3.3 Oljeföretagens marknadsandelar 1979 och 1980 (procent)

Företag	Motorbensin		Dieselbrännolja		Eldningsolja					
					I		III NS[a]		III LS[b]	
	1979	1980	1979	1980	1979	1980	1979	1980	1979	1980
ARA	1,0	1,0	0,6	0,7	10,0	9,5	6,2	4,0	7,1	7,5
BP	14,5	14,1	15,3	16,3	9,8	9,3	10,0	14,3	6,7	7,1
Esso	13,2	13,1	6,8	6,0	6,0	4,8	1,8	0,6	2,3	1,5
Fina	1,9	2,4	2,8	4,0	3,3	2,7	0,8	0,1	5,7	3,9
Gulf	11,6	11,4	13,4	12,0	8,1	7,8	3,8	3,7	6,6	5,1
Mobil	4,3	4,2	1,3	1,3	2,6	2,2	0,3	0,3	1,9	1,9
Nynäs	4,0	3,7	8,4	6,9	8,9	6,4	20,3	23,1	13,3	12,9
OK	18,7	19,8	11,7	13,0	16,1	18,5	21,3	26,5	15,4	16,2
Shell	17,2	16,5	18,0	16,3	13,1	10,5	16,6	3,6	5,4	4,5
SP	0,8	1,2	7,2	12,2	11,9	18,1	10,0	16,5	9,7	17,9
Texaco	8,5	8,5	9,6	9,5	7,1	7,6	5,4	5,0	7,5	7,2
Övriga	4,3	4,1	4,9	1,8	3,1	2,6	3,5	2,3	18,4	14,3
Summa	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Företag	Eldningsolja									
	IV NS[a]		IV LS[b]		V NS[a]		V LS[b]		Totalt	
	1979	1980	1979	1980	1979	1980	1979	1980	1979	1980
ARA	16,4	6,9	5,8	4,7	–	–	–	–	4,6	4,0
BP	8,9	8,2	14,0	16,7	1,4	1,8	33,5	35,7	14,6	15,0
Esso	0,8	0,9	1,0	0,5	1,0	2,0	1,4	1,9	5,4	5,3
Fina	0,0	0,1	5,2	5,3	–	0,1	0,0	0,3	2,2	2,3
Gulf	1,8	1,9	2,0	2,4	–	–	–	–	6,3	6,3
Mobil	0,2	0,1	1,4	0,8	–	–	–	–	1,9	1,7
Nynäs	20,7	20,4	16,8	15,5	1,1	18,8	4,2	4,3	7,8	8,1
OK	10,7	11,5	16,5	18,1	25,6	16,8	4,0	3,0	14,9	15,3
Shell	1,1	0,3	5,3	1,9	2,4	2,6	8,3	4,3	11,2	9,4
SP	6,0	14,4	6,3	18,6	19,0	24,1	12,1	19,1	9,4	14,8
Texaco	3,8	6,0	5,4	4,3	3,3	11,8	–	–	5,8	6,8
Övriga	29,6	29,3	20,3	11,2	46,2	22,0	36,5	31,4	15,9	11,0
Summa	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

[a] NS = normalsvavlig.
[b] LS = lågsvavlig.

Som framgår av tabellen är OK och Shell de två största företagen på bensinmarknaden. Shell har genom förvärvet av Nynäs bensinstationer i början av 1981 ökat sin marknadsandel. Shell och BP är de största företagen för försäljning av dieselbrännolja och OK samt SP är de största försäljarna av eldningsolja I. OK, Nynäs och SP dominerar försäljningen av såväl normal- som lågsvavlig eldningsolja III. Tjock eldningsolja säljs i betydande omfattning av ett antal s. k. tradingföretag, bl. a. Scandinavian Trading Co AB, Sannes AB (dotterbolag till Beijerinvest AB) och C W Johansson Bränsle AB (dotterbolag till Boliden AB). Leveranser av tjock eldningsolja sker till stor del genom att båtlaster levereras direkt till större förbrukare som t. ex. industrier, elverk och kraftvärmeverk.

Åtta av de elva rikstäckande företagen är dotterbolag till internationella oljeföretag. Av de tre övriga ingår OK i den konsumentkooperativa rörelsen medan SP är statligt ägt. Nynäs försäljning av bensin och eldningsolja har under 1981 förvärvats av Shell.

De nationella oljeföretagen har under senare år minskat sin andel av bensinmarknaden och ökat sin andel av eldningsoljemarknaden. (Tabell 2.3.4.)

De olika företagens marknadsandelar totalt under 1980 framgår av tabell 2.3.3. Om Nynäs marknadsandel för eldningsolja hänförs till gruppen internationella oljeföretag, blir denna grupps sammanlagda marknadsandel 58,9 procent och andelen för gruppen nationella bolag 41,1 procent. Konsumentkooperationens andel var 15,3 procent och den statliga andelen 14,8 procent.

Olika typer av samarbete har under senare år inletts på den svenska oljemarknaden. Således tecknades i slutet av 1979 ett samarbetsavtal mellan Gulf och Shell, som innebar en nära samverkan på lagrings- och distributionsområdet. Ett till lika delar ägt aktiebolag, Pol Transport AB, påbörjade sin verksamhet i början av 1980, då de båda oljeföretagens lagrings- och transportfunktioner övertogs. Redan dessförinnan hade BP och SP inlett ett samarbete inom ODAB, Svenska Oljedistribution AB, ett bolag samägt av BP och SP för fullgörande av transport- och terminalarbete.

Tabell 2.3.4 Internationella och nationella bolags marknadsandelar för bensin och eldningsolja 1975 och 1980

		Marknadsandel i %	
		Internationella bolag	Nationella bolag
Bensin	1975	70,7	29,3
	1980[a]	71,2	28,8
	1980[b]	74,9	25,1
Eldningsolja I	1975	65,4	34,6
	1980[a]	54,4	45,6
	1980[b]	60,8	39,2
Eldningsolja V LS	1975	49,4	50,6
	1980[a]	42,2	57,8
	1980[b]	46,5	53,5

[a] 1980 = Nynäs hänförligt till nationella bolag.
[b] 1980 = Nynäs hänförligt till internationella bolag.

Övriggruppen – som 1979 och 1980 hade en sammanlagd marknadsandel på 15,9 respektive 11,0 procent – har en ägarstruktur som kort kan beskrivas på följande sätt:

Företag	Beskrivning
Scandinavian Trading Oil Co AB	Ingår i Beijerinvest. Stort tradingföretag på världsvid basis
Norsk Hydro Olje AB	Ingår i den norska koncernen
Göta Lantmän, Västsvenska Lantmän och Skånska Lantmän	SLR. Leveransavtal med OK
AB Karlsson & Ljunggren	Fristående i Tranås
Petrini Olje AB	Fristående i Norrland
AB Gefle Kolimport	Fristående med SP-avtal
Ahlmarks Bränsle AB	Fristående med SP-avtal
C Hedéns Olje AB	Fristående med SP-avtal
Visab	Helägt dotterbolag till SP
AB Svenska Uno-X	Dotterbolag till Castrol som ingår i Burmah Oil
Handelsbolaget Rune Johansson	Fristående
GDG Service AB	Helägt dotterbolag till SJ
AB Olje-Energi	Fristående ingående i Skärhamnsgruppen (Bröd. Johansson)
Gako	Inköpsbolag för allmännyttiga bostadsföretag i Göteborg
Sannes	Ingår i Beijerinvest
AB Donald Jobson, A Scholander & Co AB samt AB E Thestrup	Återförsäljande dotterbolag till Nynäs (försäljning övertagen av Shell 1981)
C W Johansson Bränsle AB	Bolidenägt
G & L Beijer AB	Fristående med SP-avtal
Skand Bensin AB Din-X	Ingår i dansk bensinkoncern
Leopold Thörn AB	Fristående

Härtill kommer den samverkan i oljeinköpsfrågor som vissa kommuner bedriver i EFO (kommuner i östra Mellansvergie) och West Oil AB (Borås, Göteborg, Karlstad och Mölndal). Kosab är ett till Kommunförbundet knutet bolag som i första hand är inriktat på köp av tunn eldningsolja för kommunal förbrukning.

Vissa andra storförbrukare ombesörjer själva oljeimporten och fördelar anskaffade kvantiteter till olika egna driftställen i landet. Dessa företag har tillgång till vanligen kustbaserade lagringsanläggningar som möjliggör direktimport och cargoköp.[1]

[1] Cargo avser leveranser i båt – hel eller delad last – till större förbrukare som har egen depå i hamn.

2.3.2 *Prispåverkande förändringar på den internationella och svenska oljemarknaden*

2.3.2.1 Utvecklingen på den internationella oljemarknaden

Fram till i början av 1970-talet var det i huvudsak de internationella oljeföretagen själva som bestämde om utbud och priser på världsmarknaden. Marknaden kännetecknades under denna tid av god tillgång på råolja och ett stadigt sjunkande realpris på oljan. Under 1970-talet skaffade sig producentländerna successivt kontroll över oljeutvinning och priser med början under oljekrisen 1973/74. Det har också medfört att producentländerna via sina egna nationella oljeföretag tar en mer aktiv del i marknadsföringen av råoljan, delvis inom ramen för bilaterala avtal med olika konsumentländer.

Sedan år 1973 har de oljeproducerande ländernas egen försäljning av råolja ökat från ca 8 procent till ca 50 procent. Den andel av råoljan som säljs via de internationellt integrererade oljekoncernerna har under samma tid sjunkit från ca 70 till knappt 50 procent.

Vid årsskiftet 1980/81 beräknas av en total export från OPEC-området på 22,1 mbd[1] ca 49 procent förmedlas via de stora internationella oljeföretagen antingen i form av s. k. equity-oil eller genom köp från producentländernas statliga försäljningsbolag. Regeringsavtal ("Government-to-Government deals") omfattade ca 25 procent och lika mycket förmedlades genom andra oljeföretag än de stora internationella bolagen.

Mellan år 1978 och 1981 har de kontraktsbundna råoljevolymerna minskat från ca 16,5 till ca 11 mbd. För de sju största internationella oljeföretagen beräknas bortfallet till sammanlagt 5,655 mbd.

Under perioden 1978 – årsskiftet 1980/81 har de stora internationella oljeföretagens andel av OPECs export minskat från ca 60 till ca 49 procent. Under samma tid har regeringsavtalen ökat – från drygt 15 till ca 25 procent. Spotandelen beräknas under perioden ha minskat något, från ca 1,4 till drygt 1 procent, efter en tillfällig kristopp 1979 på över 5 procent.

Av redovisningen framgår att de stora internationella oljeföretagen fått en minskad betydelse som förmedlare av råolja på den internationella marknaden, även om de alltjämt i många länder är dominerande i marknadsledet. Samtidigt har konsumentländerna anpassat sig till de ändrade marknadsförutsättningarna genom att via egna nationella oljebolag etablera leveransförbindelser med producentländer. Denna utveckling har också berört Sverige där framför allt Svenska Petroleum AB (SP) ökat sin andel av marknaden genom förvärv av råolja enligt direktavtal med producentländer.

2.3.2.2 Utvecklingen på den svenska oljemarknaden

Den förändring som ägt rum under senare år på den svenska marknaden är – som tidigare nämnts – framför allt SPs expansion. Med början hösten 1978 har SP successivt ökat sin tillgång på råolja enligt kontrakt direkt med olika producentländer. Under 1979 fick en del mindre fristående oljeföretag, s. k. independents, problem att inom ramen för rådande högstpris förse den svenska marknaden med oljeprodukter anskaffade på den västeuropeiska spotmarknaden. Samtidigt fick SP allt mer råolja till sitt för-

[1] m b d = millions of barrels per day eller miljoner fat per dag (1 fat = 159 liter approx) En miljon fat per dag motsvarar ca 50 miljoner ton per år.

Tabell 2.3.5 SPs marknadsandel 1977–1980

Produktslag	Marknadsandel i procent år			
	1977	1978	1979	1980
Motorbensin	0	0	0,8	1,2
Dieselbrännolja	0,8	3,1	7,2	12,2
Eo I	1,2	1,4	11,9	18,1
Eo III NS	1,4	2,1	10,0	16,5
Eo III LS	3,3	5,1	9,7	17,9
Eo IV NS	8,1	1,6	6,0	14,4
Eo IV LS	7,9	4,2	6,3	18,6
Eo V NS	8,0	9,0	19,0	24,1
Eo V LS	18,1	2,6	12,1	19,1

fogande. Därför slöts under 1979 långsiktiga leveransavtal mellan SP och dessa fristående oljeföretag utgående från råolja anskaffad enligt långa kontrakt. Härigenom kom den svenska marknadens beroende av den internationella spotmarknaden för oljeprodukter att minska.

Utvecklingen av SPs marknadsandel för olika oljeprodukter framgår av tabell 2.3.5.

En uppfattning om utvecklingen erhålls också vid den jämförelse av den sammanlagda marknadsandelen för internationella bolag med motsvarande andel för nationella bolag som gjorts i avsnitt 2.3.1. Där framgår att – i första hand till följd av SPs expansion – den sammanlagda marknadsandelen för nationella bolag avseende eldningsolja – främst villaolja – successivt ökat de senaste åren. En viss förändring härvidlag sker dock under 1981 i och med Shells övertagande av Nynäs försäljning av bensin och eldningsolja.

Råoljeimporten

Under 1970-talet har andelen råolja av vår totala oljeimport ökat i takt med den utbyggnad som skett av raffinaderikapaciteten i landet, bl. a. produktionsstarten i Scanraff år 1975.

Härmed har också den svenska marknadens beroende av den internationella spotmarknaden för färdigprodukter minskat. Råoljans andel av vår totala oljeimport under perioden 1972–80 framgår av följande uppställning:

År	Total råoljeimport (milj. ton)	Råoljeimportens andel i procent av total oljeimport
1972	10,67	39
1973	10,15	35
1974	9,72	35
1975	11,86	39
1976	13,45	44
1977	14,14	46
1978	15,63	54
1979	16,02	49
1980	17,90	57

Under de senaste två åren har SP kommit att bli den dominerande importören av råolja genom avtal om råoljeleveranser med producentländer och genom ägarinträde i Scanraff och i BPs raffinaderi i Göteborg. År 1980 förvärvade som nämnts SP 14 procent av aktierna i Scanraff och 22 procent av aktierna i BPs raffinaderi. Härtill kommer att SP tecknat processingavtal med Shell i Sverige, Neste Oy i Finland samt med ett norskt raffinaderi.

Denna utveckling mot en ökad andel av totala råoljeimporten hänförlig till nationella bolag återspeglas i 1980 års importsiffror:

	Andel i procent av råoljeimporten
Nationella bolag	58
Internationella bolag	42

Av en total råoljeimport på ca 18 milj. ton svarade nationella bolag för 58 procent och internationella bolag för 42 procent. Endast en mycket marginell del av råoljeimporten eller 3,3 procent avsåg spotköp. Det betyder att nästan hela den svenska råoljeimporten 1980 var baserad på leveranskontrakt antingen direkt med producentländer eller med moderbolaget i respektive internationella oljekoncerner. En del av råoljan i det senare fallet kan härröra från moderbolagets spottransaktioner.

Oljeproduktimporten

Sveriges försörjning med oljeprodukter år 1979 framgår av tabell 2.3.6.

Av tabellen framgår att bensinbehovet under 1979 till ca två tredjedelar täcktes genom raffinering i Sverige. För eldningsolja var importbehovet betydligt större. Detta gällde särskilt lågsvavlig tjock eldningsolja beroende på de svenska bestämmelserna om högsta tillåtna svavelhalt.

Sedan april 1980 följer SPK – inom ramen för rapporteringen till International Energy Agency (IEA) – oljeimporten till Sverige last för last. Av tabell 2.3.7 famgår importen under perioden april–december 1980 fördelad på internationella oljebolag, nationella oljebolag och övriga importörer (industrier, kraftverk, kommuner).

Av den totala importen av berörda oljeprodukter svarade internationella bolag för 48 procent, nationella bolag för 37 procent och industrier m. fl. för resten eller ca 15 procent.

Tabell 2.3.6 Sveriges försörjning med oljeprodukter

Produktslag	Inhemsk raff. milj. m^3	Nettoimport milj. m^3	Summa tillförsel milj. m^3	Raffinering i procent av tillförsel
Motorbensin	3,3	1,6	4,9	67
Övriga lätt- och mellanoljor	0,6	2,0	2,6	23
Diesel och Eo I	6,3	5,4	11,7	54
Eo II–V	7,3	5,4	12,7	57
Totalt	17,5	14,4	31,9	55

Tabell 2.3.7 Produktimporten under perioden april–december 1980 (1 000-tal ton)

Produktslag	Internationella bolag	Nationella bolag	Övriga importörer	Totalt
Bensin	922	70	1	993
Tunn Eo	1 755	1 226	3	2 984
Tjock Eo NS	221	773	612	1 606
Tjock Eo LS	960	893	626	2 479
Totalt	3 858	2 962	1 242	8 062

Svenska marknadens beroende av spotmarknaden för färdigprodukter har varierat över tiden. Fram till mitten av 1970-talet var spotberoendet relativt stort eftersom den inhemska raffinaderikapaciteten var begränsad. OK var då beroende av produktimport liksom de mindre fristående oljeföretagen. I och med Scanraffs produktionsstart 1975 minskade detta beroende.

Perioden 1973–1978 präglades av låga spotpriser för färdigprodukter, vilket minskade raffinaderiföretagens intresse av att förädla egen råolja i landet. I stället hölls raffinadriproduktionen på en relativt låg nivå och företagen gjorde mer fördelaktiga kompletteringsköp på Rotterdammarknaden eller till spotrelaterade priser. Spotmarknadsberoendet stärktes under 1977 och 1978 då SP ökade sin marknadsandel i Sverige på basis av spotköpt eldningsolja.

I och med marknadsstörningarna hösten 1978 förändrades bilden drastiskt. Det blev mer lönsamt att förädla egen råolja anskaffad på långa kontrakt än att anskaffa oljeprodukter på Rotterdammarknaden. Det innebar att raffinaderiutnyttjandet ökade. Även om marknaden sedan 1978 också tidvis fortsatt att präglas av låga Rotterdampriser, kan allmänt sägas att lönsamheten i raffineriproduktionen förbättrades 1979 och 1980 jämfört med perioden 1973–1978.

En faktor som bidrog till ett minskat svenskt beroende av Rotterdammarknaden var prispolitiken och att marknadsrealiteterna under 1979 tvingade de mer betydande av de mindre fristående oljeföretagen att ingå leveransavtal med SP. Härigenom ökade den andel av den svenska oljemarknaden som baseras på råolja anskaffad på långa kontrakt.

Inom ramen för SPKs rapportering till IEA följs oljeimporten upp fördelad på kontrakts- respektive spotköp. Fördelningen mellan båda dessa köpformer för huvudprodukterna framgår av tabell 2.3.8 avseende tiden april–december 1980.

Tabell 2.3.8 Produktimporten under perioden april–december 1980 (1 000-tal ton)

Produktslag	Kontraktsköp	Spotköp	Totalt	Spotandel (%)
Bensin	746	247	992	24,9
Tunn Eo	1 921	1 062	2 983	35,6
Tjock Eo NS	940	666	1 606	41,5
Tjock Eo LS	752	1 727	2 479	69,7
Totalt	4 359	3 702	8 060	45,9

Tabell 2.3.9 produktimport[a] under april–december 1980 fördelad på importörkategori och inköpsform (1 000-tal ton)

Importör	Kontraktsköp	Spotköp	Totalt	Spotandel (%)
Internationella bolag	2 406	1 644	4 050	40,6
Nationella bolag	1 781	1 223	3 004	40,7
Övriga	633	929	1 562	59,4
Totalt	4 820	3 796	8 616	44,1

[a] Inkl. nafta och fotogen.

Av de tre noterade importörkategorierna är det främst gruppen Övriga (industrier, kraftverk, kommuner) som köpt oljeprodukter på spotmarknaden, 59,4 procent (tabell 2.3.9).

Om utgångspunkt tas i siffrorna för den svenska marknadens försörjning med oljeprodukter 1979 enligt tabell 2.3.6 kan följande totala oljeproduktspotandelar beräknas med nyttjande av 1980 års spotvolymer:

Produktslag	Andel produktimport av total försörjning (%)	Produktspotandel av total försörjning (%)
Motorbensin	33	8
Tunn Eo	46	16
Tjock Eo	43	25
Totalt	45	20

Av den totala försörjningen utgör produktspotandelen ca 20 procent. För olika produktslag varierar spotandelen mellan 8 och 25 procent, där den lägre andelen gäller för bensin och den högre för tjock eldningsolja. Det är således främst i fråga om de tjockare oljeprodukterna som spotmarknaden numera har någon större betydelse för vår försörjning.

Eftersom begreppet spotköp inte har någon entydig definition inom branschen, bör redovisade fördelningar mellan spot- och kontraktsköp tolkas med viss försiktighet.

En jämförelse av dessa uppgifter om spotmarknadsberoendet 1980 med den undersökning SPK gjorde 1978 visar en klar nedgång för såväl tunn som tjock eldningsolja. Spotmarknadsandelarna för båda dessa oljeslag har halverats, från 30 till 16 procent respektive från 43 till 25 procent. Denna utveckling har flera förklaringar. *För det första* har andelen inhemsk produktion baserad på kontrakterad råolja ökat i takt med stigande raffinaderikapacitet och nya råoljeavtal. *För det andra* har denna produktion kompletterats med processing av egen råolja i andra raffinaderier. *För det tredje* har fristående oljeföretag och även stora oljeförbrukare i ökad utsträckning lämnat spotmarknaden för mer fasta leveransförbindelser med inhemska oljeföretag. *För det fjärde* så har denna utveckling tidvis stimulerats av varubrist och höga priser på den internationella spotmarknaden.

Tabell 2.3.10 Rörelseresultat efter avskrivningar och finansiellt netto i Mkr 1970–1979

Verksamhetsår	OK		Nynäs	SP	Shell	BP	Gulf
	Koncern	Förbund					
1970	51,1	48,2	2,5	–	24,9	– 9,9	– 23,6
1971	47,1	40,9	1,9	–	22,8	– 48,3	± 0
1972	25,7	22,5	– 2,4	–	– 93,8	– 33,9	– 22,5
1973	167,8	168,5	2,9	–	203,0	73,3	62,0
1974	140,3	130,5	2,5	–	191,0	233,4	113,6
1975	– 45,7	– 46,2	10,6		– 76,4	–197,3	– 48,3
1976	– 57,3	– 52,3	– 6,5	0,0	– 3,9	– 9,0	37,7
1977	– 82,1	– 56,8	– 0,7	0,3	– 41,8	– 69,9	– 2,8
1978	–213,2	–187,6	–26,3	4,4	– 60,6	– 20,8	2,8
1979	474,9	489,6	49,1	213,9	210,3	283,0	196,2
1980	300,1	309,8	–120,6	–387,7	220,9	164,6	276,9

Avräkningspriser i internationella oljekoncerner

Inom internationella oljekoncerner tillämpas skiftande system för internprissättning av olja. Tidigare utgjorde ofta spotnoteringarna på Rotterdammarknaden och den Karibiska marknaden inslag i tillämpade avräkningsprissystem. Under senare år har en successiv övergång skett till avräkningspriser som grundas på kontraktsköpt råolja.

Det betyder att också vid internleveranser inom de internationella oljekoncernerna har den svenska marknadens prismässiga beroende av de internationella spotmarknaderna minskat.

Resultat- och avkastningsutveckling inom oljebranschen

Utvecklingen på den inhemska oljemarknaden kan också beskrivas genom redovisning av de ledande oljeföretagens resultat och avkastning under de senaste tio åren. Med avkastning på arbetande kapital menas i det följande rörelseresultatet efter avskrivningar och finansiella intäkter i förhållande till genomsnittlig balansomslutning inklusive lagerreserv minskad med kortsiktiga icke räntebärande skulder och ackumulerade överavskrivningar.

I tabell 2.3.10 och 2.3.11 redovisas rörelseresultat efter avskrivningar och finansnetto respektive avkastning på arbetande kapital för tre nationella oljeföretag (OK, Nynäs och SP) samt tre internationella oljeföretg (Shell, BP och Gulf). Tabellerna bygger på koncernernas balans- och resultatuppgifter.

Tabell 2.3.11 Avkastning på arbetande kapital i procent 1970–1979

Verksamhetsår	OK		Nynäs	SP	Shell	BP	Gulf
	Koncern	Förbund					
1970	19,9	17,5	6,0	–	8,7	– 1,2	0,5
1971	13,5	12,5	4,6	–	7,2	– 7,6	0,6
1972	6,3	7,9	2,2	–	–14,2	– 5,4	– 6,6
1973	14,4	25,4	6,3	–	31,1	16,7	20,5
1974	8,5	14,4	7,6	–	24,8	37,3	29,9
1975	2,0	0,4	6,6	–	– 4,8	–18,3	–11,6
1976	4,2	0,4	1,2	1,4	2,4	5,3	8,6
1977	3,6	2,4	3,9	6,1	– 1,9	– 3,2	2,0
1978	– 1,6	– 5,3	0,1	10,9	– 3,9	4,7	0,6
1979	30,0	37,9	11,8	50,1	24,4	42,8	31,0
1980	10,1	19,6	0,2	–2,1	10,1	10,3	23,0

Anmärkningar till tabell 2.3.10 och 2.3.11

OK: Kalkylmässiga avskrivningar både för koncernen och förbundet 1970–1972.

Nynäs: Avskrivningsmetod ej redovisad 1970–1974. Dold varulagerreserv för 1970–1974. Fullständiga uppgifter för koncernen förekommer fr. o. m. 1976.

SP: 1978 var första verksamhetsåret med rörelsedrivande dotterbolag varför jämförelser med tidigare år ej bör göras. Arbetande kapitalet utökades från ingående balans till utgående balans under 1979 från ca 60 Mkr till 1 000 Mkr.

Shell: Fullständiga koncernuppgifter förekommer fr. o. m. 1973. Dold varulagerreserv förekommer 1970–1972.

BP: Fullständiga koncernuppgifter förekommer fr. o. m. 1976. Dold varulagerreserv förekommer 1970–1973.

Gulf: Fullständiga koncernuppgifter förekommer fr. o. m. 1976. Avskrivningsmetod ej redovisad 1970–1972. Dold varulagerreserv 1970–1972.

Förutom redovisning av resultat och avkastningen på total nivå har SPK fr. o. m. verksamhetsåret 1975 gjort beräkningar för den renodlade oljeverksamheten, dvs. exklusive s. k. sidoordnad verksamhet.

Tabell 2.3.12 De tio största oljeföretagens rörelseresultat efter planenliga avskrivningar men före finansnetto, extraordinära poster och bokslutsdispositioner och skatt i Mkr 1975–1979 (oljeverksamheten)

År	Raffinaderiföretag	Importföretag
1975	– 153	– 17
1976	– 31	68
1977	49	59
1978	– 295,9	20,5
1979	1 878,7	145,0
1980	1 411,8	336,7

Tabell 2.3.13 Avkastning på arbetande kapital (vägda medelvärden) för de större oljeföretagen i Sverige 1975–1979 (oljeverksamheten)

År	Raffinaderiföretag	Importföretag
1975	– 1,9	– 3,9
1976	2,0	3,9
1977	0,4	1,4
1978	– 3,4	3,3
1979	29,8	12,6
1980	16,9	17,1

Av redovisningen ovan framgår att resultat- och avkastningsutvecklingen under 1970-talet varierat starkt över tiden och mellan olika företag. Siffrorna påverkas av lagervinster de åren som priser på den internationella oljemarknaden ökat starkt.

2.3.3 *Priser och kostnader*

Under detta avsnitt kommer priser och kostnader att *exemplifieras* genom utnyttjande av uppgifter som SPK samlat in för fjärde kvartalet 1980. Detta kvartal präglades – liksom större delen av 1979 och 1980 – av en marknadsbild som var till fördel för oljeföretag med egen raffinaderikapacitet. Efter det att inhemsk raffinaderiproduktion varit oförmånligare än import av färdigraffinerade oljeprodukter under större delen av 1970-talet, kom det motsatta förhållandet att gälla under 1979 och 1980 till följd av framför allt tidvis extremt höga spotpriser på Rotterdammarknaden. Under 1981 har marknaden ånyo svängt till nackdel för raffinaderiföretagen.

Råolja, frakt m. m.

Saudi-Arabien, som är den största råoljeproducenten inom OPEC spelar en ledande roll. Den saudiska lätta råoljan, Arabian-Light, används som riktpunkt vid prissättningen, såsom typråolja eller "marker crude". Vid prissättningen på andra råoljor utgår man från denna typråolja och differentierar priset med hänsyn till kvalitet och transportkostnad. Inom OPEC har man under lång tid försökt enas om en formel som beaktar olika prispåverkande faktorer såsom svavelhalt, geografiskt läge m. m., men hittills har enighet ej kunnat uppnås kring en sådan gemensam beräkningsmetod. Varje land bestämmer självständigt priset på sin råolja, Government Selling Price (GSP).

Kostnaderna för att leta efter och utvinna råolja i Mellersta Östern har i allmänhet legat under 1 $/bbl (1 barrel 0,159 m^3) medan försäljnignspriset under 1980 varit 30–40 $/bbl (800–1 000 kr/$m^3$). Exportpriserna är således många gånger högre än produktionskostnaderna. Under 1970-talet har fobpriset på råolja stigit från ca 2 $/bbl (50 kr/$m^3$) till 30–40 $/bbl (800–1 000 kr/$m^3$). Prissättningen har under denna tid starkt påverkats av de beslut som fattas av OPECs medlemmar.

Råolja från länder utanför OPEC (Mexico, England, Norge, Sovjetunionen) prissätts efter liknande mönster, eftersom OPEC-länderna har en klart prisledande roll. Differenser i pris avspeglar främst kvalitets- och transport-

skillnader. För råolja som produceras och säljs inom ett och samma område eller land, t. ex. USA, tillämpas vanligen en annan prissättning.

Marknaden för frakter av råolja karakteriseras av fri konkurrens. Av den totala tankflottan ägs 35 procent av oljebolag. Det totala tanktonnaget uppgick vid årsskiftet 1979/80 till 328 miljoner dwt. Sedan en tid finns det ett betydande överskott av tanktonnage i världen – i synnerhet av stora tankfartyg. Orsaken härtill är den stagnerade tillväxten i efterfrågan på olja, förkortat transportavstånd genom Suezkanalens återöppnande, utbyggnad av rörledningar samt exploateringen av oljekällor geografiskt närbelägna konsumtionsområdena, t. ex. Alaska och Nordsjön.

På fraktmarknaden förekommer både långtidskontrakt och kontrakt på enstaka resor (spotmarknad). Spotmarknaden som varierar mellan 5 och 20 procent av totala befraktningen är känslig för tillfälliga ändringar i efterfrågan på olja.

Överutbudet av stort tanktonnage har inneburit att spotfrakter vanligen endast täckt driftkostnaderna, men inte kapitalkostnaderna. Läget förväntas inte ändras under de närmaste åren.

De fraktkostnader som de i Sverige verksamma oljeföretagen betalar är vanligen baserade på de s. k. AFRA-noteringar som uträknas och fastställs av en kommitté av brittiska tankbåtsmäklare. I AFRA-frakten ingår element av såväl långtidschartring som spotchartring. Vissa företag ombesörjer befraktning av råolja med egna fartyg. Som riktvärden kan anges att fraktkostnaden till Sverige är för Nordsjöolja 10–15 kr per m^3, för olja från Afrika 30–35 kr per m^3 och för Mellersta-Österno lja 60–65 kr per m^3.

I oljebolagens importpris för råolja ingår förutom fraktkostnader även kostnader för försäkring och svinn. Genomsnittsfrakten för råoljeimport uppgick under fjärde kvartalet 1980 till 31 kr per m^3, försäkring 1 kr per m^3 och svinn 5 kr per m^3.

RÅOLJA, FRAKT M.M.

Råolja fob	890 kr/m^3
frakt	31 "
försäkring	1 "
svinn	5 "
Råolja cif	927 kr/m^3

Raffinering

Raffinaderikostnaden kan delas upp i en kapitaldel och en driftsdel. Driftsdelen består bl. a. av raffinaderibränsle och svinn. Den genomsnittliga kostnaden för raffinering i Sverige uppgick under fjärde kvartalet 1980 till 72 kr per m^3. I denna genomsnittliga kostnad ingår kapitalkostnader med 10 kr per m^3 och driftskostnader med 62 kr per m^3, varav för eget bränsle 39 och för svinn 7 kr per m^3. Med kapitalkostnader avses här planenliga avskrivningar baserade på anläggningarnas anskaffningsvärden och bedömda ekonomiska livslängder samt externa räntekostnader. Utnyttjandegraden uppgick under kvartalet till 96 procent efter att under de tidigare kvartalen 1980 ha uppgått till 88, 73 respektive 83 procent.

Den genomsnittliga kostnaden för raffinerad råolja "vid raffinaderigrin-

den" fjärde kvartalet 1980 är således 927 kr per m^3 får råoljan adderat med 72 kr per m^3 i raffinaderikostnad och 3 kr per m^3 för lager, dvs. tillsammans 1 002 kr per m^3.

Produktutfallet fjärde kvartalet 1980 vid raffinaderier i Sverige var 22 procent bensin, 20 procent diesel, 20 procent Eo I och 38 procent tyngre eldningsolja.

RÅOLJA, FRAKT

Råolja fob	890 kr/m^3
frakt	31 –"–
försäkring	1 –"–
svinn	5 –"–
Råolja cif	927 kr/m^3

RAFFINADERI

Råolja cif	927 kr/m^3
Raffinaderikostnad	72 "
Lager	3 "
	1 002 kr/m^3

22 % bensin
20 % diesel
20 % Eo I
38 % Eo II-V

Importerade oljeprodukter

I olika delar av världen finns områden med många raffinaderier med större raffinaderikapacitet än vad den närliggande marknaden efterfrågar av motorbensin, dieselbrännolja etc. Sådana områden utgör t. ex. Rotterdam, Norditalien och det karibiska området. Rotterdam har blivit Europas oljehandelscentrum bl. a. på grund av att där finns världens största raffinerings- och lagringskapacitet. Information om priser som betalas för enstaka laster av oljeprodukter i Rotterdam och andra oljeaffärscentra i världen publiceras dagligen i tidskriften Platt's Oilgram. Vid presentationen av dessa prisuppgifter, som sammanställs av tidskriftens redaktion, anges att uppgifterna grundas på såväl verkliga försäljningsavslut som marknadsupplysnignar från "källor som bedöms vara pålitliga och verksamma" på Rotterdammarknaden. Även Petroleum Intelligence Weekly publicerar prisuppgifter avseende denna marknad. Prisuppgifter från denna spotmarknad finns således lättare tillgängliga än uppgifter om priser enligt långtidskontrakt eller vid överföring av olja mellan enheter inom integrerade oljekoncerner. Därför har uppgifterna i Platt's Oilgram kommit att få stor betydelse vid uppgörelser om oljeleveranser på den internationella färdigvarumarknaden. Olika länder i Europa har också i Platt's Oilgram funnit en daglig notering som kan läggas till grund för högstpriser på de nationella marknaderna.

Importpriser på enstaka laster av produkter såsom motorbrännolja och eldningsoljor återspeglar således i hög grad utbuds/efterfrågesituationen i Europa. Rotterdammarknaden har haft en avsevärd betydelse för prissättningen på den svenska marknaden, framför allt vad gäller eldningsolja. Allmänt kan sägas att Rotterdam-noteringarnas genomslag på den svenska

Tabell 2.3.14 Importvolymer och genomsnittliga importpriser för vissa oljeprodukter 1979 och 1980

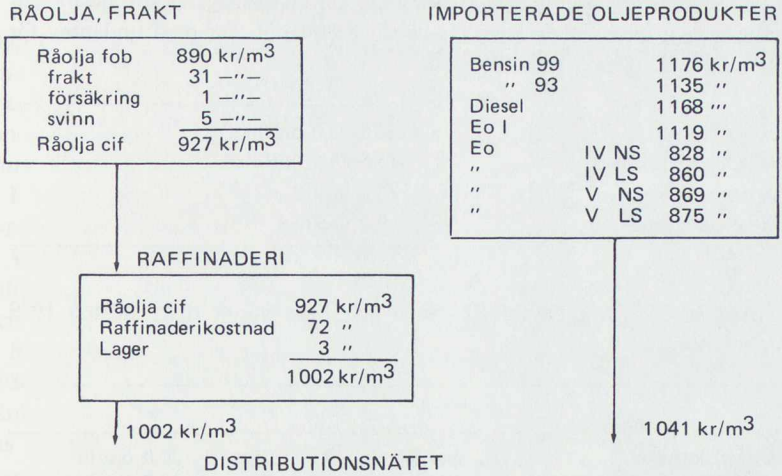
	Importvolym		Importpris		Importpris-förändring
	1979	1980	1979	1980	1979/80 %
Råolja	16 018 969 ton	17 898 323 ton	623 kr/ton	1 005 kr/ton	+61,3
Motorbensin	2 245 744 m^3	2 040 978 m^3	87,1 öre/l	113,7 öre/l	+30,5
Eo I och dieselbrännolja	5 952 300 m^3	5 080 296 m^3	1 025 kr/m^3	1 114 kr/m^3	+ 8,7
Eo II och Eo III LS	29 717 m^3	8 376 m^3	618 kr/m^3	789 kr/m^3	+27,7
Eo II och Eo III NS	54 502 m^3	27 271 m^3	593 kr/m^3	775 kr/m^3	+30,7
Eo IV LS	1 114 439 m^3	820 725 m^3	647 kr/m^3	780 kr/m^3	+20,6
Eo IV NS	1 212 874 m^3	713 197 m^3	596 kr/m^3	758 kr/m^3	+27,2
Eo V LS	3 212 835 m^3	2 320 603 m^3	637 kr/m^3	771 kr/m^3	+21,0
Eo V NS	2 338 931 m^3	1 578 067 m^3	613 kr/m^3	710 kr/m^3	+15,8
Motorfotogen	3 301 m^3	3 028 m^3	793 kr/m^3	1 316 kr/m^3	+66,0
Annan fotogen	127 666 m^3	25 672 m^3	1 138 kr/m^3	1 239 kr/m^3	+ 8,9
Lättbensin	47 409 m^3	11 232 m^3	1 128 kr/m^3	954 kr/m^3	−15,4

marknaden ökar ju tyngre produkterna är – dvs. från bensin till tjock eldningsolja. Detta beror på att många köpare av tjock eldningsolja kan köpa hela båtlaster av olja. Ingen produkt är dock så självständig gentemot spotmarknaden att dess prissättning kan ske oberoende av utvecklingen av Rotterdamnoteringarna. Internationella oljebolags dotterföretag i Sverige förses med färdigprodukter till avräkningspriser som i vissa fall helt eller delvis följer dessa noteringar. De större nationella företagen köper sådana kvantiteter som erfordras, utöver vad som erhålls från raffinaderierna i landet, till priser som följer spotmarknadens noteringar. Den svenska oljeimporten från Sovjetunionen följer regelmässigt gällande Rotterdamnoteirngar. Genomsnittliga importpriser för olika oljeprodukter 1979 och 1980 framgår av tabell 2.3.14.

Om man använder produktutfallet från raffinaderier i Sverige fjärde kvartalet 1980 dvs. 22 procent bensin, 20 procent diesel, 20 procent Eo I och 38 procent tyngre eldningsoljor, som vägningstal till importpriserna för färdigprodukter under samma kvartal blir det genomsnittliga importpriset 1 041 kr per m^3. Detta genomsnittliga importpris i svensk hamn kan jämföras med den genomsnittliga kostnaden för raffinerad råolja "vid raffinaderigrinden" 1 002 kr per m^3.

Om man vill göra en schablonmässig beräkning av det genomsnittliga produktpriset under fjärde kvartalet 1980 från såväl inhemsk raffinaderiproduktion som produktimport kan man ta utgångspunkt i den andel för råoljeimporten av total oljeimport som redovisades i avsnitt 2.3.2.2, ca 57 procent. I så fall blir det vägda genomsnittliga produktpriset fjärde kvartalet 1980 1 019 kr per m^3.

Det bör beaktas att förhållandena under såväl 1979 som 1980 – också under fjärde kvartalet 1980 – präglades av relativt höga spotproduktpriser vilket gav en kostnadsfördel för inhemska raffinaderier. Denna situation har under första halvåret 1981 förändrats till raffinaderiföretagens nackdel.



Distributionsnätet

Ett 80-tal företag svarar för distributionen av oljeprodukter varav 11 är stora rikstäckande företag. Av tabell 2.3.15 framgår *påläggens* storlek de tre första kvartalen 1980 för samma företag – ARA, BP, Esso, Gulf, Mobil, Nynäs, OK, Shell, SP och Texaco – för vilka tidigare importpriser redovisas för oljeprodukter. Med pålägg avses i detta sammanhang skillnaden mellan oljeföretagens genomsnittliga försäljningspriser till konsument – exklusive skatter, avgifter, rabatter och pålägg i detaljledet – och företagens genomsnittliga importpriser för färdigprodukter.

Tabell 2.3.15 Genomsnittliga pålägg för olika importerade oljeprodukter under första, andra och tredje kvartalen 1980 för ARA, BP, Esso, Gulf, Mobil, Nynäs, OK, Shell, SP och Texaco

Produkt/försäljningsform	Genomsnittliga pålägg			
	1:a kvartalet 1980	2:a kvartalet 1980	3:e kvartalet 1980	4:e kvartalet 1980
Bensin 99 Till bensinstation öre/lit	9,7	14,7	20,2	22,8
Bensin 99 Övrig försäljning öre/lit	0,3	7,3	14,8	35,3
Bensin 93 Till bensinstation öre/lit	3,5	11,5	19,4	21,0
Bensin 93 Övrig försäljning öre/lit	0,4	4,8	17,2	31,3
Dieselbrännolja:				
Till bensinstation öre/lit	11,0	14,6	21,5	17,7
Övrig försäljning öre/lit	12.6	16,5	21,4	15,8
Eldningsolja I Villaförsäljning kr/m^3	65	88	171	170
Eldningsolja I Övrig försäljning kr/m^3	10	5	157	157
Eldningsolja III NS kr/m^3	–	–	–	–
Eldningsolja III LS kr/m^3	*a*	–	*a*	–
Eldningsolja IV NS kr/m^3	*a*	80	98	91
Eldningsolja IV LS kr/m^3	110	113	96	117
Eldningsolja V NS kr/m^3	50	– 9	27	93
Eldningsolja V LS kr/m^3	13	10	–10	36
Eldningsfotogen öre/lit	27,4	*a*	28,6	–
Petroleumnafta öre/lit	39,9	*a*	*a*	*a*

[a] Uppgift från endast ett företag.

Vid stationsförsäljning gör bensinstationen ett pålägg. Dessa återförsäljningspålägg under perioden 1979-06-01–1980-09-30 var med undantag för BP, Shell och Esso följande:

Bensin/betjäning	22,8–23,0 öre/liter
Bensin/självbetjäning	15,8–16,0 öre/liter
Diesel/betjäning	13,2 öre/liter
Diesel/självbetjäning	9,2 öre/liter

Återförsäljarpåläggen för BP, Shell och Esso var fr. o. m. hösten 1979 enligt nedan:

	BP	Shell	Esso[a]
Bensin/betjäning	22,2 öre/lit	22,3 öre/lit	20,0 öre/lit
Bensin/självbetjäning	15,2 öre/lit	15,3 öre/lit	13,0 öre/lit
Diesel/betjäning	13,2 öre/lit	13,2 öre/lit	12,7 öre/lit
Diesel/självbetjäning	9,2 öre/lit	9,2 öre/lit	8,7 öre/lit

[a] Lägre pålägg på grund av högre fast ersättning (täckningsbidrag) till återförsäljarna.

I februari 1981 har återförsäljarpålägget för flertalet ökat med ca 3 öre/l.

För konsumenterna tillkommer, utöver importpriser och pålägg, även vissa *skatter och avgifter* (tabell 2.3.16) liksom orts- och zontillägg.

Tabell 2.3.16 Skatter och avgifter på motorbensin, dieselbrännolja och eldningsolja från och med 1981-07-01

Skatter		
Motorbensin	bensinskatt	113,0 öre/l
	energiskatt	34,0 öre/l
Dieselbrännolja	energiskatt	20,7 öre/l
Tunn eldningsolja	energiskatt	207 kr/m^3
Tjock eldningsolja	energiskatt	207 kr/m^3
Särskild beredskapsavgift		
Motorbensin		17,0 öre/l
Dieselbrännolja		8,9 öre/l
Tunn eldningsolja		89 kr/m^3
Tjock eldningsolja		89 kr/m^3
Farledsvaruavgift		
Motorbensin		0,3 öre/l
Dieselbrännolja		0,3 öre/l
Tunn dieselolja		3 kr/m^3
Tjock dieselolja		3 kr/m^3
Summa skatter och avgifter		
Motorbensin		164,3 öre/l
Dieselbrännolja[a]		29,9 öre/l
Tunn eldningsolja		299 kr/m^3
Tjock eldningsolja		299 kr/m^3

[a] På dieselbrännolja tillkommer för kilometerskattepliktiga fordon kilometerskatt.

För bensin och dieselbrännolja, som säljs via bensinstationer, tillämpar oljeföretagen för närvarande en regional prissättning som bygger på *zonindelning* av landet. Importhamnarna och deras närmaste omland utgör 0-zon medan landet i övrigt indelas i en 1-zon (syd- och mellansverige samt Norrlands kustland) och en 2-zon (nordvästra Svealand, inre delarna av Norrland samt Gotland).

I 0-zon betalar förbrukarna gällande grundpriser för bensin och i 1- och 2-zonerna därutöver ett zontillägg uppgående till 1 repsektive 2 öre per liter.

Vid beräkning av priset på eldningsolja tillämpar oljeföretagen ett mera differentierat system för regional prissättning än vad som gäller för bensin och uttar s. k. ortstillägg.

Regeringen har den 27 november 1980 utfärdat en förordning (SFS 1980:851) vari fastställs – enligt lagen (1980:564) med bemyndigande om sänkning av ortstillägg för vissa oljeprodukter m. m. – att ortstillägg får tas ut med högst 64 kr per m^3 i de 50 kommuner som anges i bilaga till lagen och som i huvudsak överensstämmer med det s. k. inre stödområdet. Transportkostnader, som oljeföretag inte får täckta till följd av denna begränsning av ortstilläggen, kan efter ansökan hos riksskatteverket bli kompenserade genom transportbidrag. Transportbidrag kan utgå med högst ett belopp som motsvarar skillnaden mellan faktiskt ortstillägg och högsta tillåtna ortstillägg.

Det högsta faktiska ortstillägget – som dock ej till fullo kan tas ut av oljeköparna på grund av regeringens maximering – avser leveranser till orten Riksgränsen, 127 kr per m^3. Det innebär att det högsta transportbidrag som kan utbetalas till oljeföretagen uppgår till 63 kr per m^3, nämligen 127 kr minus 64 kr per m^3.

Ortstilläggen justeras vanligen en gång per år, vid årsskiftet.

Vid en jämförelse mellan de olika företagens grundpriser måste hänsyn också tas till *återbäring och andra former av rabatter.*

Vid försäljning av drivmedel från bensinstation i januari 1981 tillämpade Esso, Fina, OK och Shell någon form av återbäring eller rabatt. I nedanstående tablå lämnas en sammanfattning av rabattförmånerna.

Företag	*Återbäring – rabatt*
Esso	Kontantbonus 2,5 öre per liter vid köp av sammanlagt minst 200 liter drivmedel, vilket gäller vid kontantköp
Fina	Bonus 2,5 öre per liter vid kontantköp av sammanlagt minst 400 liter drivmedel fr. o. m. 1980-04-01
OK	Återbäring som fastställs årsvis. Återbäringen uppgick 1979 till i genomsnitt 1,8 procent
Shell	Återbäring 2 öre per liter vid köp av sammanlagt minst 250 liter drivmedel, vilket tills vidare endast gäller kreditkortskunder.

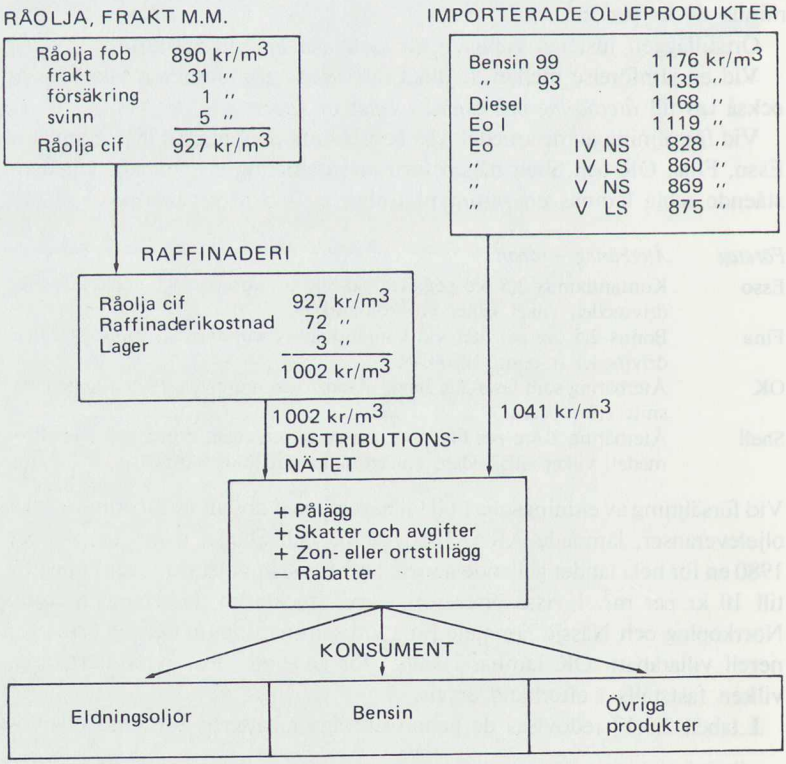
Vid försäljning av eldningsolja I till villaägare, med undantag för automatiska oljeleveranser, lämnade ARA, Esso, Mobil och Shell i slutet av oktober 1980 en för hela landet gällande generell rabatt, s. k. villarabatt, som uppgick till 10 kr per m^3. I vissa orter som t. ex. Stockholm, Göteborg, Malmö, Norrköping och Nässjö lämnade Fina vid samma tidpunkt en lika stor generell villarabatt. OK lämnar i stället för generell rabatt viss återbäring, vilken fastställs i efterhand årsvis.

I tabell 2.3.17 redovisas de genomsnittliga rabatterna för vissa oljepro-

Tabell 2.3.17 Genomsnittliga rabatter för vissa oljeprodukter vid direkt försäljning under 1980 hos ARA, BP, Esso, Gulf, Mobil, Nynäs, OK, Shell, SP och Texaco

Produkt	Genomsnittlig rabatt			
	1:a kvartalet 1980	2:a kvartalet 1980	3:e kvartalet 1980	4:e kvartalet 1980
Motorbensin öre/lit	7,5	7,6	10,8	10,5
Motorfotogen öre/lit	0	0,9	3,0	1,1
Dieselbrännolja öre/lit	0,8	1,0	3,1	3,5
Eldningsolja I kr/m^3	8	7	28	29
varav villamarknaden kr/m^3	15	9	29	23
övrig kr/m^3	4	5	28	32
Eldningsolja III NS kr/m^3	6	11	20	31
Eldningsolja III LS kr/m^3	5	8	16	26
Eldningsolja IV NS kr/m^3	14	24	37	51
Eldningsolja IV LS kr/m^3	13	20	30	47
Eldningsolja V NS kr/m^3	27	13	15	43
Eldningsolja V LS kr/m^3	16	58	39	81

dukter under första, andra och tredje kvartalen 1980 vid försäljning direkt till förbrukare, dvs. försäljning genom återförsäljare är exkluderad. Rabatten utgör skillnaden mellan leveransdagens listpris (grundpris + ortstillägg) och det faktiska uttagna priset. De redovisade genomsnittsrabatterna är baserade på uppgifter från de större oljeföretagen och är vägda med hänsyn till respektive företags levererade volymer vid direkt försäljning till förbrukare.



Staten har reglerat prissättningen på oljeprodukter genom högstpriser under två perioder på 1970-talet. En period omfattade december 1973 till juni 1975 och den andra perioden februari 1979 till september 1980. I november 1978 infördes prisstopp vilket gällde till februari 1979. Från september 1980 är prissättnignen fri.

2.3.4 *Spotpriser och inhemsk prisnivå*

Marknaden för eldningsolja har, som tidigare nämnts, kännetecknats av förekomsten av vissa mindre, fristående oljeföretag, som importerat eldningsolja till priser i huvudsaklig överensstämmelse med gällande Rotterdamnoteringar. På denna marknad har också större förbrukare av främst tjock eldningsolja – t. ex. industriföretag, värmeverk och kraftverk – i egen regi kunnat importera olja genom tillgång till egna kustbaserade lagringsanläggningar. Det har inneburit att prissättningen på den svenska eldningsoljemarknaden nära anslutit sig till Rotterdamprisernas utveckling fram till 1978. (Diagram 2.3.1 och 2.3.2).

Sedan 1978 har emellertid den svenska eldningsoljemarknadens beroende av den västeuropeiska spotmarknaden minskat. Detta till följd av bl. a. att vissa mindre, fristående oljeföretag – som tidigare köpte olja på spotmarknaden – under perioden 1979–80 med ansträngt försörjningsläge och exceptionellt höga spotpriser inte inom ramen för då gällande högstpriser kunde importera eldningsolja i full omfattning. Under oljekrisen 1973–74 – då liknande förhållanden rådde – hade regeringen, med stöd av allmänna ransoneringslagen, infört ett clearingsystem innebärande att försörjningsviktig import till höga spotpriser kunde säkras landet genom särskilt s. k. clearingbidrag. Genom generellt uttag av clearingavgift kunde merkostnaden för den marginella, dyra – men försörjningsviktiga – importen slås ut på samtliga oljeköpare i landet. Genom detta utjämningssystem kunde de mindre, fristående, spotmarknadsorienterade oljeföretagens fortlevnad säkras.

Under krisen 1979–80 infördes inte något liknande utjämningssystem. Det innebar att några fristående oljeföretag tvingades att upphöra med sin verksamhet. Vissa andra oljeföretag begränsade sina leveranser till kunderna. Eftersom det statliga oljeföretaget Svenska Petroleum AB (SP) samtidigt erhöll kontrakt med producentländer om råoljeleveranser, kunde det försörjningsbortfall som följde med de mindre företagens oförmåga till oljeimport klaras genom utnyttjande av nya försörjningskanaler. I praktiken löstes dessa problem genom att de större fristående oljeföretagen fick teckna långsiktiga avtal med SP om leveranser av eldningsolja baserad på direktanskaffad råolja. Även det konsumentkooperativa OK gick in och tog över en del leveranser, bl. a. till jordbrukskooperationen. OKs och SPs leveransövertagande gällde också viss försäljning till tidigare kunder hos de internationella dotterbolagen i landet liksom hos Nynäs Petroleum. Dessa senare oljeföretag skar under 1979 ned leveranserna till bl. a. kommuner och offentliga köpare till följd av bristande tillgång.

Resultatet av de förändringar som sålunda ägde rum på marknaden under 1979–80 var att den svenska oljeimporten blev mindre spotmarknadsberoende än tidigare vilket också visats i avsnitt 2.3.2.2. Under övergångs-

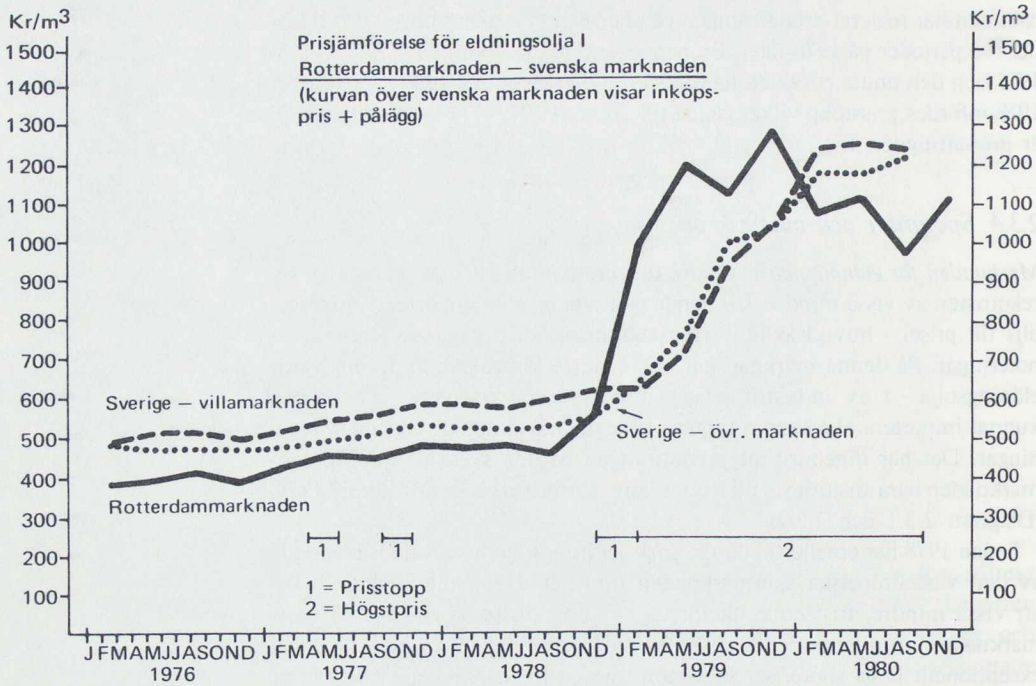


Diagram 2.3.1

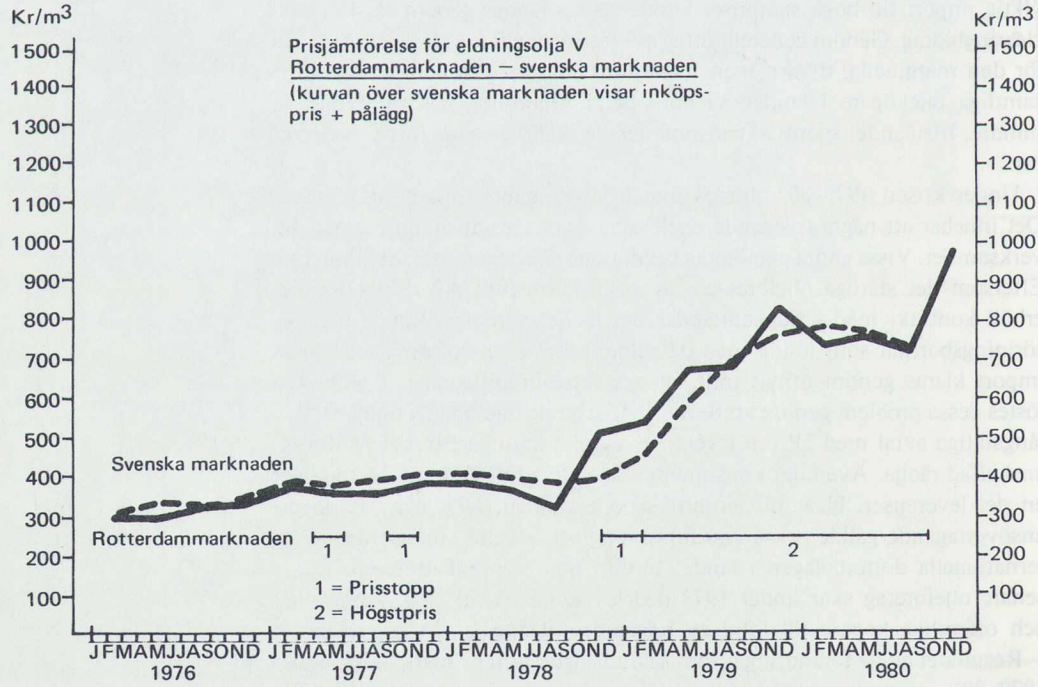


Diagram 2.3.2

perioden levererades olja till alla. Vissa oljeföretag var dock tvungna att gå ned i sina beredskapslager för att kunna förse sina kunder med olja.

En utgångspunkt för högstprissättningen under perioden 1979–80 var kostnaden för råolja anskaffad till kontraktspriser samt den svenska oljeindustrins genomsnittliga kostnad för frakt, raffinering, distribution m. m. Av försörjningsskäl behövde emellertid högstpriserna sättas något högre för att säkra den olja landet behövde. Detta var också i överensstämmelse med den i energipropositionen 1978/79:115 presenterade prispolitiken beträffande oljeprodukter. Föredragande departementschefen anför där, efter samråd med chefen för handelsdepartementet, följande:

"Genom den svenska marknadens beroende av produktimport påverkas prisnivån i Sverige starkt av Rotterdammarknaden. Under perioder med stabilitet på den internationella oljemarknaden har inköp på spotmarknaden bidragit till en ökad konkurrens mellan oljeföretagen i Sverige, vilket har medfört en för konsumenterna gynnsam prisutveckling på oljeprodukter. I bristlägen ger dock spotmarknaden kraftigt utslag i form av minskat utbud och högre priser eftersom prissättningen på denna marknad sker efter marginella kvantiteter. Om dessa prishöjningar – som inte har sin grund i faktiska råoljekostnadsökningar – tilläts att snabbt och i full utsträckning slå igenom på den svenska marknaden skulle det kunna få oacceptabla följder för balansen i samhällsekonomin.

I sådana fall kan det alltså vara nödvändigt att kortsiktigt dämpa genomslaget av prishöjningar genom olika former av prisreglering. Detta bör emellertid ske på ett sätt som tar hänsyn även till försörjningsintressena. Den svenska prisnivån måste anpassas till internationellt tillämpade priser på oljeprodukter om importen av oljeprodukter skall kunna upprätthållas. Prishöjningar bör i så fall, enligt min mening, också medges de oljeföretag som genom sitt engagemang i råolje- och raffineringsleden har en förhållandevis prisstabil försörjning och som av det skälet inte kan uppvisa kostnadsökningar som grund för prishöjningar. Sådana överväganden har legat till grund för de beslut som regeringen har fattat under januari och februari 1979 om en successiv uppmjukning av det prisstopp som infördes i november 1978."

Utvecklingen under 1979–80 mot ett minskat spotberoende redovisas också i prop 1980/81:90 med riktlinjer för energipolitiken. Där framhålls (s. 146) att en ökande andel av oljetillförseln nu baseras på direkta avtal med oljeproducerande länder. Det tidigare starka beroendet av spotmarknaden för färdiga produkter har minskat. Från försörjningssynpunkt bedöms i propositionen denna utveckling som positiv. Samtidigt anförs dock att strukturändringarna inneburit en viss fortsatt minskning av de internationella oljebolagens marknadsandelar. Enligt regeringen är det önskvärt att viss balans upprätthålls i den svenska oljeförsörjningen genom att såväl nationella som internationella oljebolag arbetar på marknaden. Det framhålls vidare att en förbättrad lönsamhet som ger ökad möjlighet till konsolidering skulle ge råoljeimporterande företag bättre förutsättningar att planera råoljeförsörjningen med hänsyn till långsiktig trygghet genom riskspridning. Beträffande prispolitiken på oljeområdet anförs att en friare prispolitik skulle kunna bidra till att mildra försörjningsproblemen under perioder av marknadsstörningar med knapphet på olja. Sådana prishöjningar bör emellertid inte tillåtas, om de innebär markanta avvikelser från prisbilden i andra jämförbara länder.

Under 1979 täcktes drygt hälften av den svenska marknadens försörjning med eldningsolja genom produktion i inhemska raffinaderier. Spotköpens

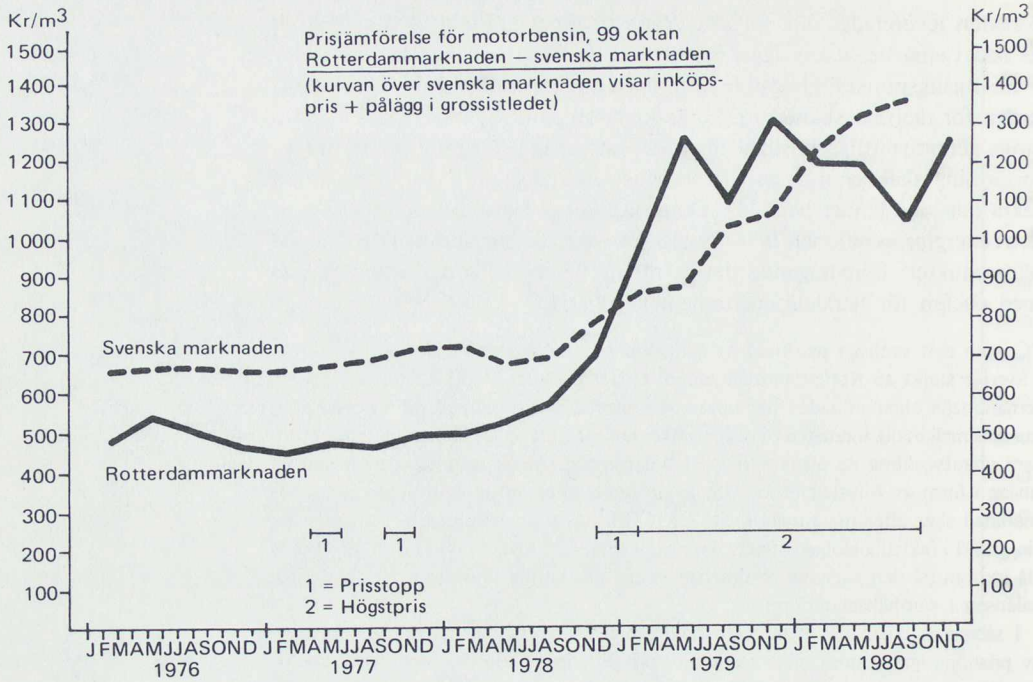


Diagram 2.3.3

andel av den totala importen uppgick 1977–78 till ca 30 procent för tunn eldningsolja och drygt 40 procent för tjock eldningsolja. En beräkning av spotmarknadsberoendet under 1980 visar på en produktspotandel av total försörjning på ca 16 procent för tunn eldningsolja och ca 25 procent för tjock eldningsolja, dvs. en väsentlig minskning av spotberoendet från perioden före 1979 års försörjningskris.

Marknaden för bensin skiljer sig åt från eldningsoljemarknaden genom att tillförseln i större utsträckning kommer från inhemska raffinaderier. År 1979 täcktes ca två tredjedelar av bensinförsörjningen från raffinaderier i landet. Spotberoendet uppgick 1977–78 till ca 6 procent och är i stort oförändrat – eller ca 8 procent – 1980. Ett inträde på bensinmarknaden kräver stora investeringar i lager- och distributionsanläggningar varför det är svårt för nya företag att etablera sig utan förvärv av en befintlig bensinförsäljningsorganisation. De elva rikstäckande oljeföretagen i landet svarade 1980 för ca 96 procent av bensinförsäljningen.

Dessa omständigheter har fört med sig att bensinmarknaden inte är lika känslig för prissvängningar på Rotterdammarknaden som fallet är med eldningsoljemarknaden. (Diagram 2.3.3.)

Huvudparten av detaljförsäljningen sker genom en rad fristående återförsäljare som flertalet är organiserade i Petroleumhandelns Riksförbund (PRF). Mellan oljeföretag och PRF tecknas avtal – av kollektivavtalskaraktär – om ersättning till återförsäljarna.

Bensinmarknaden karakteriseras också av det förhållandet att bensinen ingår som en produkt i ett större sortiment av varor och tjänster som tillhandahålls bilisten. En stor del av bensinanläggningarnas intäkter härrör från försäljning av annat än bensin.

2.4 Kol, gas och biomassa

Kol och koks svarade för 3 procent av den använda energin 1980, gas för 1 procent och inhemska bränslen dvs. biomassa, torv, avfall osv. för 9 procent. (Figur 2.4.1)[1]

2.4.1 *Kol*

De största tillgångarna i världen finns i USA, Sovjetunionen och Kina. De största exportörerna är USA, Polen, Australien och Sovjetunionen.

Stenkol brukar från användningssynpunkt indelas i två huvudkvaliteter

- ångkol för förbränning
- kokskol som kan förädlas till gas och koks

Av det kol som bryts används den största delen som ångkol. Ångkolet är också mest intressant för energiändamål. Den hittillsvarande svenska ångkolsimporten har till övervägande del utgjorts av polska leveranser. I samband med dels konsumtionsökning, dels polska leveranssvårigheter sker en förskjutning mot andra leverantörsländer t. ex. Sovjetunionen, USA och Australien.

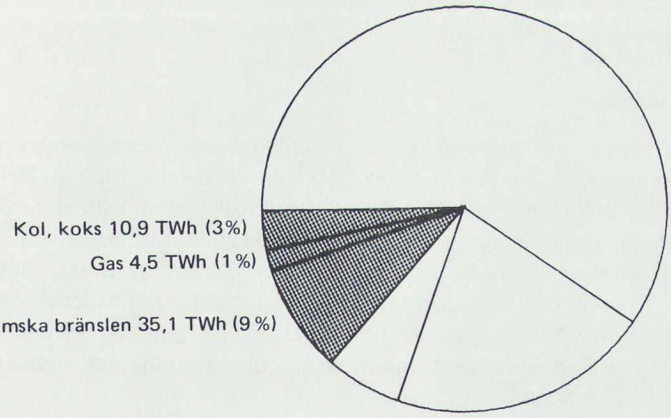
Kol förmedlas idag huvudsakligen genom fristående kolhandelsföretag. Vattenfall, LKAB, Sydkraft och EFO Coal AB, det senare representerande ett antal större svenska kommuner, har tillsammans bildat Svensk Kolkonsortium AB för långsiktiga kolaffärer.

Kolet används huvudsakligen inom industrin, främst järn- och stålindustrin samt till en mindre del inom gruvindustrin och cementindustrin. För värme- och kraftproduktion används endast obetydliga mängder men planer finns på uppförande av flera kolkraftverk under 1980-talet.

Prissättningsprinciper

Kokskol är idag den dominerande kolprodukten i internationell handel, medan handeln med ångkol idag inte är av någon större omfattning. Strä-

[1] Källa: SCB, SM, Energi 1981:7.2.



Figur 2.4.1 Slutlig användning av energi 379,7 TWh.

vandena i bl. a. Västeuropa att minska oljeimportbehovet kommer dock att få konsekvenser på kolmarknaden. Kol kan köpas antingen på spotmarknaden, dvs. i enstaka poster för omedelbar leverans, eller på kontrakt som omfattar fortlöpande leveranser över en längre tidsperiod, oftast 10–20 år. De kolkvantiteter som säljs på spotmarknaden utgör en mycket liten andel av den totala handeln.

De stora investeringar som krävs för att exploatera en kolfyndighet medför att överenskommelser om framtida leveranser ofta redan är säkrade i förväg. Leveranssäkerheten är även av intresse för köparen, som också i sin verksamhet har betydande fasta kostnader och är beroende av en regelbunden råvaruförsörjning.

Under större delen av 1970-talet har det funnits tendenser till överskottsefterfrågan på kokskol. Priserna steg kraftigt år från år fram till 1976, då minskad efterfrågan och växande lager, i samband med lågkonjunkturen, medförde att kolpriserna stagnerade.

Ångkolspriserna, som än så länge nästan alltid är spotpriser, varierar kraftigt med hänsyn till energiinnehåll och olika utskeppningshamnar m. m.

När det gäller den förväntade framtida utvecklingen av priset på importerad ångkol torde man på längre sikt kunna räkna med att den blir beroende dels av kostnaden för kolbrytning i nyöppnade kolgruvor, dels fraktpriserna. Det är endast ett begränsat antal länder med stora koltillgångar som väntas kunna öka produktionen så att en ökad export möjliggörs under 1980-talet.

Av dessa länder är det enbart Polens koltillgångar som geografiskt sett ligger nära Sverige. Större delen torde få hämtas från avlägsna områden, främst Australien, västra Kanada och USA.

Under de närmaste åren, innan prisnivån hinner påverkas av brytningskostnaderna i nyöppnade gruvor blir priserna starkt beroende av efterfrågeutvecklingen på den internationella marknaden. Ökar efterfrågan snabbt torde priserna få karaktär av knapphetspriser snarare än kostnadsvarierade priser, vilket kan medföra en snabb prisstegring. Oljeprisutvecklingen sätter dock i princip ett tak på kolpriserna med tanke på att en viss skillnad mellan olje- och kolpriset är nödvändig för att göra det ekonomiskt motiverat att satsa på de jämförelsevis kapitalkrävande förbränningsanläggningar som krävs för kol.

2.4.2 *Gas*

Stadsgas

Kommunerna har hand om all produktion och distribution av stadsgas. Stadsgas finns för närvarande i Stockholm, Göteborg, Malmö, Helsingborg och Norrköping. I Eskilstuna och Örebro håller gasverksrörelsen på att avvecklas. Produktionen av gas baseras antingen på lättbensin eller gasol. Malmö och Helsingborg kommer att importera naturgas från Danmark. Leverans av gasol till Göteborg sker i direktledning från BP-raffinaderiet. Lättbensin levereras till Stockholm av BP och till Norrköping av Nynäs.

Av gasförbrukningen svarar kokgas, uppvärmning och industri för en tredjedel vardera.

Prissättning på stadsgas

Råvarornas andel av stadsgaspriset utgör ca 70 procent. Resterande del är kostnader för distribution, ledningsnät m. m.

Taxorna är oftast utformade som ackordstaxa eller blocktaxa. Ackordstaxa tillämpas för lägenheter i flerbostadshus med centralvärme och central varmvattenberedning. Gasen används således enbart för matlagningsändamål. Taxan utgörs av en fast årsavgift som är beroende av antalet rum i lägenheten. Någon mätning av gasförbrukningen sker således inte.

För övriga abonnenter, exempelvis fastigheter med gas även för varmvattenberedning och uppvärmning och för industrier, förekommer olika tariffsystem med det gemensamt att de består av en fast avgift och en förbrukningsavgift. Förbrukningsavgiften är ibland kopplad till ett oljeprisindex.

Taxan i Stockholm och Göteborg för en typvilla som förbrukar 6 000 m^3 gas per år, vilket motsvarar 20 900 kWh el/år:

Stockholm (gäller från 80-06-01):

fast avgift	516 kr
förbrukningsavgift	6 000 x 75 öre/m^3 = 4 500 kr
totalt	5 016 kr/år

Göteborg (gäller från 81-02-01):

fast avgift	240 kr
förbrukningsavgift	6 000 x 97 öre/m^3 = 5 820 kr
totalt	6 060 kr/år

Energiavgiften är baserad på listpris inklusive leveransavgift i Göteborg för Eo 1 på 1 060 kr/m^3 (1979-09-01).

Energiavgiften ökar eller minskar med 1 öre/m^3 för varje ändring med helt 20-tal kr/m^3 Eo 1.

Energiskatt ingår i taxorna.

Naturgas

Mot den hittills obefintliga roll naturgasen spelar i det svenska energisystemet kontrasterar dess andel i den globala energibalansen. Efter olja och kol är naturgas den energikälla som används mest i världen idag. Den står för omkring en femtedel av hela världens energiförsörjning. USA var det första land som började använda naturgas i stor skala. De senaste årtiondena har gasen också fått sitt genombrott i Västeuropa och Sovjet. Gasen förbrukas idag huvudsakligen i de länder där den produceras. Den internationella handeln med naturgas ökar dock snabbt.

För att man skall kunna utnyttja naturgas krävs att man bygger upp en apparat för att ta vara på den och distribuera den till förbrukarna. Det vanliga transportsättet är rörledningar. Numera transporteras också en mindre del i nedkyld, flytande form som s. k. LNG (Liquidified Natural Gas) på specialbyggda fartyg.

1973 tillsatte regeringen en Naturgasdelegation för att samordna pågående aktiviteter i landet på naturgasområdet. Mot bakgrund av delegationens förslag beslöt vårriksdagen 1976 att bilda Swedegas AB med uppgift att

utreda villkoren för inköp och möjligheterna till försäljning i landet av naturgas. Swedegas ägs av statliga Svenska Petroleum. Förberedelser för distribution och marknadsföring handhas av de regionala bolagen AB Sydgas, Västgas AB och Mittgas AB. AB Sydgas ägs av Sydkraft AB samt Malmö, Helsingborgs och Lunds kommuner. Västgas ägs av kommuner i västra Sverige medan Mittgas ägs av Östersunds, Sundsvall och Gävle kommuner. Östgas AB har trätt i likvidation.

Sydgasprojektet

Naturgas distribueras för närvarande inte i Sverige. Sydgasprojektet avser import från Danmark och Tyskland av 440 miljoner m^3 naturgas/år motsvarande en halv miljon ton olja/år för distribution i västra Skåne. Leveranserna startar med en reducerad volym i slutet av 1985. Swedegas står för avtalen med de utländska leverantörerna och levererar gasen vidare till Sydgas AB, fritt Dragör på den danska sidan av Öresund. Sydgas AB svarar för transporten av gasen därifrån och distribution via ett högtrycksnät till mottagnings- och tryckreduceringsstationer i västra Skåne, där återdistributörer tar över. Återdistributörerna, som är desamma som Sydgas aktieägare, svarar för den lokala distributionen via lågtrycksnät.

Av den i projektet beräknade totala årskostnaden är ca 75 % direkt beroende av utvecklingen av en korg oljeprisnoteringar. Kapitalkostnaderna utgör 15 à 20 procent. Resten är inflationspåverkade drift- och underhållskostnader.

Projektet har dock inte bedömts vara ekonomiskt lönsamt. Genomförandet förutsätter vissa statliga garantier. Tarifferna vilka ännu ej har fastställts kan därför inte helt kostnadsanpassas.

Gasol

Gasol är benämningen på propan, propen, butan och olika blandningar av dessa. Gasol kallas också flytande petroleumgas – Liquidified Petroleum Gas (LPG). Gasol förvaras som vätska. För att ej förångas måste gasol antingen hållas under tryck eller kylas. Till följd härav blir hanteringen av Gasol avsevärt dyrare än hantering av andra oljeprodukter. De typer av "gasol" som förekommer på den svenska marknaden är huvudsakligen propan och olika blandningar av propan och butan.

Propan används framför allt för uppvärmningsändamål inom hushålls- och fritdissektorn i den s. k. flaskmarknaden, med undantag för engångsemballage, som vanligen fylls med butan. Vidare används propan inom industrin, där speciella kvalitetskrav ställs, och i den expanderande motorgasmarknaden, liksom i gasverk för framställning av spaltgas.

Butan används som nämnts i små engångsflaskor, men även i sprayförpackningar, där den numera ersätter freon och liknande drivgaser.

Blandgaser används för uppvärmningsändamål i industriprocesser, där det relativt höga energipriset kompenseras av processtekniska och miljömässiga fördelar. Gasol innehåller nästan inget svavel.

Den gasol som säljs i Sverige kommer i huvudsak fram vid raffinering av råolja. Den utgör knappt 1 % av den totala oljeförbrukningen i Sverige.

Gasol förekommer i varierande grad i naturgas och det är tekniskt möjligt att avskilja gasol ur naturgas. Man räknar med att utvinningen av gasol ur naturgas skall komma att öka kraftigt. Skulle så ske skapas goda förutsättningar för att i stor omfattning använda gasol för att driva bilar. Kilopriset på gasol har historiskt sett legat över kilopriset på andra oljeprodukter. Om gasol utvunnen ur naturgas i framtiden kommer upp till de kvantiteter man nu väntar sig är det sannolikt att priset på gasol närmar sig priset på Motorbrännolja/Eldningsolja 1.

Gasol eller LPG säljs på den internationella marknaden och uppgifter om priser publiceras av tidskriften Platt's Oilgram. Noteringen var i början av januari 81 320–350 US$/M ton fob N. v. Europa. Det finns inga officiella uppgifter om priset på gasol i Sverige.

2.4.3 *Biomassa*

Biomassa används i energisammanhang i meningen växtbiomassa, dvs. allt material som bildas genom fotosyntesen. Biomassa kallas ibland även bioenergi eller biobränsle. Råvarumässigt kan området delas in i tre delar. *Energiskog* är sådan biomassa som kan odlas för energiändamål. *Skogsenergi* är sådan biomassa som erhålls vid normalt skogsbruk eller nu växer naturligt. *Övrig biomassa* kan vara av många slag t. ex. avfall, halm, vass, tång, alger m. m. Ibland inräknas även torv.

Biomassa används som bränsle. Ur biomassa kan även framställas gasformiga, flytande och fasta energibärare.

Skogsenergin är hittills den helt dominerande biomassan i landet. I t. ex. Mora, Boden, Växjö och Uppsala eldar man med flis i en del av fjärrvärmeanläggningarna. Energiskog, främst snabbväxande sälg- och poppelarter, odlas enbart på försök. Torvbrytning förekommer i Sverige. Hittills har torven huvudsakligen använts som jordförbättringsmedel, men brytning för energiändamål förbereds nu på flera håll.

Prissättning på biomassa

Biomassa är en så ny energiråvara att några principer för prissättning inte hunnit utbildas. Någon detaljhandel i egentlig mening finns knappast. En viss handel i större kvantiteter har dock börjat komma igång när det gäller flisved och bränsleflis.

Biomassa skiljer sig från andra bränslen på flera sätt. De har inget konstant värmevärde på torrsubstansen. Vattenhalten varierar kraftigt och därmed värmevärdet på den levererade flisen. Både vattenhalt och värmevärde på torrsubstans kan förändras vid lagring. Mot denna bakgrund förekommer tre metoder för prissättning:

1. Flisved och bränsleflis köps på sätt som är normalt inom skogsindustrin, dvs. i m^3 stjälpt för flis.[1]
2. Energi levererad från pannan mäts med någon form av värmemängdsmätare. Avräkningen baseras då på en genomsnittsverkningsgrad som verket garanterar och kan dokumentera med hjälp av registrering av mätdata avseende förbränningen. Vid varje start av anläggningen förbrukas en viss mängd bränsle innan pannan levererar ut någon energi. Detta bränsle kan betalas i någon form av startavgift som utgår efter

[1] Se bilaga 1.

varje stopp av eldningen som haft en viss minsta varaktighet. Metoden innebär att om flera leverantörer svarar för de totala bränsleleveranserna måste leveransplanen uppdelas i kampanjer under vilka endast en leverantör svarar för leveranserna. Denna metod används bl. a. av Bodens energiverk som träffat långtidsavtal med Norrbottens läns skogsägarförening enligt ovannämnda principer. I detta avtal är f. ö. bränslepriset knutet till oljepriset på så sätt att en ökning av oljepriset med exempelvis 10 procent ger en ökning av priset på flis med 5 procent. Samma sak gäller med ändringarna i lövmassavedspris.

3. Varje lass vägs, mäts och fukthalt och värmevärde bestäms, varefter priset i kr/m^3 stjälpt korrigeras med avseende på dessa faktorer. Metoden är arbetskrävande men möjliggör individuell prissättning av varje lass vilket minskar osäkerheten i prissättningen och möjliggör att flera leverantörer kan leverera parallellt. Denna metod tillämpas i princip bl. a. av Uppsala Kraftvärme AB.

Valet mellan att mäta energi levererad från pannan eller energi och/eller flismängd till pannan beror närmast på köparens kompetens. En stor köpare med laboratorieresurser köper hellre vedråvara med prisjustering för fukthalt och värmevärde. Den mindre köparen kan antingen köpa råvaran utan priskorrigering eller betala efter från pannan levererad energi.

Eldning med flis kostar 1981 ungefär lika mycket som eldning med tung eldningsolja.

Värmeverken efterfrågar för närvarande biomassa i begränsad omfattning. Detta beror främst på att de ekonomiska fördelarna med träbränsleeldning är förhållandevis små. Dessutom tillkommer osäkerheten om särskilda miljövårdskrav som kan komma att ställas på anläggningar och hantering. Lagring av t. ex. flis är förenad med problem, bl. a. orsakade av risken för mögelsjuka.

Från den 1 januari 1981 lämnas statligt stöd för användning av andra bränslen än olja t. ex. biomassa. Finansieringen sker genom att beredskapsavgiften för motorbrännolja och eldningsolja höjdes med 24 kr/m^3 olja. Inkomsterna tillförs en särskild fond, benämnd oljeersättningsfonden. Stödsystemet är avsett för åtgärder som stimulerar introduktion och kommersialisering av produkter och driftsystem som snabbt kan minska oljeberoendet. Stödet inriktas på teknik som baseras på varaktiga, helst inhemska och förnybara energikällor med minsta möjliga miljöpåverkan. Därmed avses teknik som baseras bl. a. på biomassa, torv, kol eller solenergi samt teknik för framställning av syntetiska bränslen eller för energiförädling av tunga råoljor m. m. Även vissa åtgärder inom miljöområdet kan stödjas.

2.5 Prispåverkan mellan de olika energislagen

För produktion av elektrisk kraft, fjärrvärme, gas m. m. används i större eller mindre omfattning olika slag av oljeprodukter.

De flesta avgifterna inom energiområdet är knutna till oljepriset genom någon form av klausul eller index. Prisföljsamheten för de olika energislagen är också stor.

Av *elkraften* i Sverige 1980 är ca 12 procent baserad på oljeproduktion och ca 27 procent på kärnbränsle. Högspänningstarifferna för elektrisk kraft är från och med 1980-talet knutna till såväl olje- som uranpriset. Tidigare högspänningstariffer var enbart knutna till oljepriset. Vattenfalls energiprisklausul för 1981:

0,12 (C – 7,0) + 0,38 (U – 3,5) öre/kWh.

C är medelpriset i öre/kWh för de större elproducenternas sammanlagda oljeinköp under kalenderåret före leveransåret enligt Statistiska centralbyråns (SCB) redovisning. U är den av SCB redovisade medelkostnaden i öre/kWh för kärnbränsle under kalenderåret före leveransåret.

En 50 procentig oljeprishöjning innebär enligt klausulen att elpriset höjs med ca 3,5 procent på produktionsnivå och något mindre längre ut i distributionssystemet. En 50 procentig höjning av priset för uranbränslet, dvs. för natururan, anrikning och bränsleelementtillverkning innebär att elpriset stiger med ca 5,5 procent på produktionsnivå. Lågspänningstariffer för el har ingen direkt knytning till olja eller något annat energislag.

Av *fjärrvärmen* produceras 90 procent med eldningsolja. I den vanligaste taxan, den s. k. självkostnadstaxan, bestäms förbrukningsavgiften huvudsakligen utifrån kostnaderna för bränsle. Förbrukningsavgiften är 0,12 B kr/MWh. B är bränslepriset uttryckt i kr/m^3 olja. I bränslepriset inbegrips förutom återanskaffningskostnaden för olja också kostnaden för oljans lagring, hantering, transport till leverantörens förbrukningsställe samt bränsleskatt och andra statliga pålagor. Faktorn 0,12 innefattar dels produktionsverkningsgraden och dels elkostnaden för pumpenergi för distribution.

Produktionen av *stadsgas* baseras på lättbensin eller gasol. Förbrukningsavgiften i gastaxorna är i en del fall knutna till ett oljeprisindex. I Göteborg t. ex. är energiavgiften baserad på listpris inklusive leveransavgift i Göteborg för Eo 1. Energiavgiften ökar eller minskar med 1 öre/m^3 för varje ändring med helt 20 kr/m^3 Eo 1.

När det gäller *naturgas* som kommer att introduceras i Skåne i slutet av år 1985 är 75 procent av den totala årskostnaden direkt beroende av utvecklingen av en korg oljeprisnoteringar. Tarifferna som inte är fastställda ännu kommer att återspegla kostnadsstrukturen.

När det gäller *biomassa* finns avtal beträffande flis som är knutet till oljepriset. Ökar oljepriset med exempelvis 10 procent ökar priset på flis med 5 procent.

Av denna översikt framgår att det existerar samband antingen marknadsmässigt mellan alternativa energiråvaror eller direkta formella samband genom prisklausuler på ingående energiråvaror. För elenergi går sambandet över fördyrade produktionskostnader i olje- och uranbaserad elproduktion, vilket påverkar de kortsiktiga marginalkostnaderna på produktionsnivå. Prisutvecklingen på övriga energiråvaror är mer eller mindre relaterade till prisutvecklingen på olja.

Bakom den inhemska prisutvecklingen på energi ligger prisutvecklingen på de internationella energimarknaderna. Även på dessa marknader finns en stark koppling mellan prisutvecklingen på olika energiråvaror beroende på de stora möjligheter som finns att ersätta ett energislag med ett annat vid förskjutningar i relativa priser.

3 Pris- och taxesättning på energi i vissa andra länder

3.1 Eltariffer i vissa europeiska länder samt i USA

Inledning

Under senare år har ett allt större internationellt intresse uppstått för de prissättningsprinciper som tillämpas för elenergi. Inom flera internationella samarbetsorgan och kommittéer, såsom UNIPEDE, OECD m. fl. träffas tekniker och ekonomer för att diskutera gemensamma problem. I dessa samarbetsgrupper finns representanter för länder med helt skilda marknadsförhållanden och produktionssystem. Trots dessa skilda utgångspunkter har kunskapsutbytet mellan olika länder skapat förutsättningar för bildandet av gemensamma grundteorier. En sådan internationellt vedertagen prissättningsteori är tillämpningen av marginalkostnad, som ger effektiv utnyttjning av elproduktionsresurserna och riktig information om utbyggnadsbehovet. Framför allt är det den långsiktiga marginalkostnaden som fått stor betydelse vid eltariffkonstruktion i synnerhet för länder med stort samhällsinflytande i elförsörjningen. Nedan summeras de mest intressanta ländernas prissättningsprinciper och tariffutformning.

Frankrike

Elförsörjningen i Frankrike är praktiskt taget helt förstatligad genom det nationella kraftföretaget Electricité de France, EDF – västvärldens största kraftföretag. EDF har i stort sett självt kunnat bestämma tariffstrukturen. Regeringen synes dock ha behållit sin kontroll över elprisnivån och har under senare år ej tillåtit de starkt stegrade kortsiktiga marginalkostnaderna för elkraftproduktionen att få fullt genomslag i eltarifferna.

Företaget har gjort sig känt som den främste företrädaren för marginell elprissättning. Efter mycket omfattande utredningar infördes år 1956 den s. k. "Gröna Tariffen" (Tarif vert) för högspänningsleveranser, 5–220 kV. Man hoppades med denna tariff nå två syften

- genom att differentiera avgifterna under olika delar av året och veckan för att motsvara de marginella kostnaderna hoppades man bland annat få en utjämning av systemets belastningskurva och därmed lägre kostnader för att täcka toppbelastningen
- genom att differentiera avgifterna även geografiskt hoppades man påverka industriföretagens lokaliseirng till från elförsörjningssynpunkt gynnsamma regioner.

Den "Gröna Tariffen", som utnyttjas av ca 125 000 elkonsumenter, är en effekttariff med tidsvarierad energiavgift. Effektavgifterna varierar med hänsyn till den utnyttjningstid som tariffen skall avse. (Kort, medel, lång, mycket lång utnyttjningstid). Tariffsystemet var från början mycket omfångsrikt och antalet olika avgifter beräknades uppgå till många tusen. Sedermera har emellertid såväl antalet spänningsklasser som antalet geografiska zoner minskat betydligt.

Energiavgifterna varierar mellan olika säsonger. För november – februari innehåller de en tredelad skala:

1. *högbelastning* kl. 7–9 och 17–19 måndag–fredag
2. *medelbelastning* kl. 6–22 med undantag av högbelastningsperioder och söndagar
3. *lågbelastning* kl. 22–6 och söndag.

Mellan mars och oktober finns inga högbelastningsintervaller. Mellan april och september är dessutom priserna lägre.

De högsta avgifterna uttas för den dyraste topptiden som omfattar endast 412 timmar. I själva verket har toppbelastningen under 13 år av 19 inträffat utanför denna tidsperiod, vilket visar att prisdifferentieringen haft en styrande effekt. Men egendomligt nog har dessa effekter ännu inte lett till en omläggning av tidsperioden.

Konsumenternas gensvar på den geografiska avgiftsdifferentieringen har inte varit stor och numera har denna differentiering avsevärt minskats.

Oljekrisen 1973/74 utsatte EDF för samma stora kostnadsstegringar som andra bränsleprisberoende kraftföretag. Då EDF i sitt system har konventionell värmekraft med oljeeldning kontinuerligt gående över praktiskt taget hela året, borde enligt marginell prissättningspolitik energiavgifterna motsvara kondenskraftens energikostnader. Detta skulle ha lett till mycket stora prishöjningar och ett betydande inkomstöverskott för EDF. Istället sätter man nu på EDF den långsiktiga marginalkostnaden i förgrunden vid tariffkonstruktionen och accepterar att tariffens energipris blir lägre än dagens kortsiktiga marginalkostnad. Energipriset anpassas till den kortsiktiga marginalkostnad som förväntas då andelen kärnkraft i produktionssystemet ökat.

Enligt företaget är ovanstående avsteg från den marginella prissättningen endast tillfälligt och beroende på den feloptimerade produktionsapparat, som blev resultatet av de stora oljeprisstegringarna. Genom en massiv utbyggnad av kränkraftverk hoppas man att till mitten av 1980-talet få en mera optimal produktionsapparat och bli praktiskt taget oberoende av oljebaserad kondenskraft. Prisnivån fastställs varje år, varför indexklausuler ej erfordras.

För lågspänningsleveranser har införts den s. k. "Universaltariffen". Den består av en fast abonnemangsavgift och en energiavgift och påminner starkt om den svenska säkringstariffen, ehuru i mera komplicerad utformning. Abonnemangsavgiften bestäms av en av konsumenten vald abonnerad effekt. Energiavgifterna är vanligen blockade med ett lägre pris under lågbelastningstid och ibland skilda vinter- och sommarpriser. Yrkeskonsumenterna har högre abonnemangsavgifter och en mera komplicerad avgiftsbestämning. Universaltariffen gäller över hela landet, med samma avgifter i stad och på landsbygd. Detta är möjligt, trots de geografiskt varierande

högspänningstarifferna, genom att EDF ensam ombesörjer inte bara råkraftsförsörjningen utan även hela eldistributionen fram till de enskilda lågspänningskonsumenterna.

Omfattande utredningar pågår för att omarbeta nuvarande tariffsystem till att motsvara de kostnadsförhållanden, som förväntas under 1980-talet.

Storbritannien

Produktion, överföring och distribution av elenergi är praktiskt taget helt förstatligade i Storbritannien, England med Wales, Skottland och Nordirland administreras var för sig, men förhållandena är tämligen likartade. Inom England och Wales är "Central Electricity Generating Board" CEGB ansvarig för produktion och stamlinjeöverföring och säljer råkraft till tolv "Area Boards". "Area Boards"är från tariffsynpunkt självständiga och såväl tariffer som prisnivå varierar över landet.

I princip är de engelska tariffexperterna inställda på marginalprissättning. Regeringen har dock under en lång följd av år motsatt sig de stora prishöjningar, som ett strikt tillämpande av denna princip skulle kräva. Under flera år kunde ej ens medelkostnaderna täckas, utan elkraftförsörjningen gick med förlust. Regeringen godkände dock till slut att elavgifterna fick höjas upp till full kostnadstäckning. Man diskuterade länge vilken avskrivningsprincip, som borde ingå i ett sådant självkostnadsbegrepp och enades till slut om att tillämpa återanskaffningsvärdet.

CEGB:s råkrafttariff till "Area Boards" är uppbyggd med differentierade energiavgifter och två effektavgifter. Energiavgifterna är anpassade till den kortsiktiga marginalkostnaden. Den ena effektavgiften motsvarar kostnaden för toppeffekt medan den andra effektavgiften motsvarar den ytterligare intäkt som erfordras för att uppfylla budgetkravet.

Tarifferna är – liksom numera även lågspänningstarifferna – i allmänhet försedda med bränsleklausul.

De normala lågspänningstarifferna för hushållen utgörs av oblockade eller blockade energitariffer. Blockens storlek kan bestämmas efter antalet rum eller våningsyta. Energiblocken karakteriseras av successivt sjunkande energiavgifter då elförbrukningen överstiger bestämda energivärden i kWh per månad eller per år. För småindustri och yrken tillämpas ofta effekttariffer, ibland uppdelade för dessa två kategorier. Även blockade energiavgifter förekommer med en fast avgift beräknad på den installerade effekten. För lantbruk beräknas blocken efter speciella regler.

Stor vikt har inom England lagts på att öka belastningen under lågbelastningstid, speciellt genom ackumulerande elvärme. Efter långa diskussioner har man funnit den vanliga dubbeltariffen bäst lämpad härför. Denna s. k. "vita tariff" erbjuds hushåll inom alla "Area Boards".

Västtyskland

Elförsörjningen ombesörjs i Västtyskland liksom i Sverige av ett stort antal företag med olika juridisk status. Elkraftproduktionen och stamlinjeöverföringen ombesörjs väsentligen av ett begränsat antal stora kraftföretag med starkt ägarskap från delstaterna. Eldistributionen ombesörjs endera direkt

av de stora kraftföretagen eller av särskilda återdistributörer, oftast med kommunal anknytning.

Utformningen av eltarifferna är i viss utsträckning bunden av federala föreskrifter och prishöjningar måste underställas finansministeriet.

Högspänningsförsäljningen sker enligt individuella kontrakt, medan lågspänningsleveranserna regleras av standardiserade tariffer. För stora leveranser tillämpas prisregleringsklausuler, men ej för små, varvid gränsen dras på ungefär samma sätt som i Sverige. För de största leveranserna synes långa kontraktstider och betydande rabatter kunna förekomma (konfidentiella kontraktsvillkor).

Högspänningstarifferna är effekttariffer med 1/4 timme som debiteringsbas. Ibland är effektavgifterna blockade. Energiavgifterna är i allmänhet blockade, men inte enbart blockade efter utnyttjningstid (såsom fallet tidigare i huvudsak var i svenska tariffer) utan även med absoluta block. Skilda dag- och nattpriser för energin förekommer. Inom några företag arbetar man med avkopplingsbarhet vissa timmar mot viss nedsättning av effektavgiften.

Lågspänningstarifferna är av normal typ med en fast avgift och en enhetlig energiavgift. Denna enkla tariff erbjuds i två versioner för olika storlek på elförbrukningen (förutom en specialtariff för mycket små förbrukare).

Den fasta avgiften beräknas enligt följande normer: Antalet rum för hushåll (med tillägg för vissa slag av anslutna apparater), antalet hektar för lantbruk (med liknande tillägg) och effekten på anslutna apparater för yrken.

Stort intresse har inom vissa kraftföretag ägnats ackumulerande elvärme. Härför har utformats speciella eltariffer med bränsleprisreglering. Försäljningen har inom vissa områden fått en sådan omfattning, att toppbelastningen förflyttats till tidigare lågbelastningstid. Följden har blivit att ackumulerande elvärme fortsättningsvis endast kunnat tillhandahållas i mycket begränsad omfattning.

Det tyska elförsörjningssystemet uppvisar vanligen långa utnyttjningstider, beroende på en intensiv tillämpning av uttagsstyrande utrustning s. k. "Load management". Utvecklingen för att uppnå en god elförsörjningsgrad satsas, på bekostnad av tariffutveckling, framförallt inom denna sektor.

USA

Elförsörjningen i USA ombesörjes till tre fjärdedelar av cirka 265 enskilda kraftföretag, varav flertalet är vertikalt integrerade och svarar för såväl produktion, överföring som distribution. Vid sidan härav finns några stora federala kraftföretag, ett flertal kommunala kraftföretag och elverk samt ett större antal kooperativa landsbygdsföretag.

Elförsörjningens karaktär av monopolrörelse i kombination med de privata aktieintressena i de stora kraftföretagen har lett till en mycket omfattande federal lagstiftning för övervakning av kraftindustrin. Eltarifferna är underkastade en detaljerad kontroll av federala och statliga prisövervakningsorgan – "Federal Power Commission" och "State Power Commissions". Inga prisändringar får företas utan godkännande av dessa myndigheter. Priskontrollen går ut på att kontrollera att avkastningen på investerat kapital är rimlig – "a fair return on invested capital". Avskrivning godkänns i

princip endast på historiska anskaffningsvärden och avkastning endast på ej avskrivet historiskt anläggningskapital.

Trots de långvariga diskussionerna inför "Power Commissions" fungerade prisövervakningen någorlunda tillfredsställande under perioder med låg inflation. Under 1970-talet och speciellt efter oljekrisen 1973/74 med dess starkt stegrade bränslekostnader, ledde den långsamma behandlingen av förslagen till prishöjningar (i vissa fall upp till två års behandlingstid) till otillräckliga inkomster för kraftföretagen. Lönsamheten blev otillfredsställande och svårigheter uppstod med kapitaltillförseln för nya kraftanläggningar.

Under 1970-talet har principerna för tariffutformningen diskuterats livligt i USA. Många ekonomer har hävdat marginalkostnadernas betydelse för en effektiv prissättning, medan många tariffexperter inom kraftföretagen ställt sig skeptiska till att frångå medelkostnaderna som bas för elprisnivån.

Så sent som 1973 menade de flesta State Regulatory Commissions att elpriset hade en sådan ringa betydelse för företagens och hushållens budgetar att det inte fanns anledning till en kostnadsanpassad prissättning. Man angav att grundläggande för tariffsättningen var att eldistributörerna skulle få en tillfredsställande avkastning på sitt kapital (se Cicchetti, Gillen & Smolensky 1977, s. 89).

Men i USA har situationen nu snabbt förändrats. År 1978 introducerades PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) som krävde att State Regulatory Utility Commissioners beaktar och bestämmer lämpligheten av att införa särskilda standards för reglering och prissättning av el. Tre sektioner inom PURPA uppställer därmed konkreta krav angående tariffprinciperna i USA bland annat:

- Eliminering av tariffer med priser som sjunker med volymen ("declining block rate form")
- Etablering av prisdifferentiering över dagen ("time-of-day – TOD")
- Etablering av säsongstariffer
- Användning av avbrytbara kontrakt
- Undersökning av automatiska prissättningsklausuler
- Tillhandahållande av information till konsumenterna
- Etablering av kostnadsfördelning vad gäller marknadsföring
- Kommissionerna skall överväga lämpligheten av *låga bastariffer* ("lifeline rates").

En i november 1980 genomförd undersökning visar att de flesta staterna angav att de använder marginalkostnader vid prissättning. En majoritet avser att avveckla tariffer som sjunker med volymen och istället införa säsongstariffer och tidsdifferentierade tariffer.

Fem stater har infört låga bastariffer medan 32 överväger om de skall införas. En stat har tagit avstånd från sådana tariffer. Hälften av alla stater har accepterat PURPA:s krav medan den andra hälften har dessa krav under övervägande.

En orsak till den snabba förankringen av marginalkostnadsprissättning i USA tycks vara kombinationen marginalprissättning – konsumentsubventioner. Dessa subventioner har följt fyra olika linjer:

a. Direkta bidrag
b. Proportionell nedjustering av tariffnivån
c. Den omvända elasticitetsmetoden för olika kundkategorier
d. Den omvända elasticitetsmetoden mellan hög- och lågbelastning.

För lågspänningsleveranser till hushåll dominerar den s. k. blocktariffen, varav ett eller flera block gäller grundläggande basbehov ("lifeline rates"). Antalet block kan vara relativt stort, upp till fem energiblock förekommer. Anmärkningsvärt är det stora antalet mätaravläsningar, varje eller varannan månad är fortfarande vanligt, och blocken är kopplade till energiförbrukningen under avläsningsperioden. Normalt förekommer ingen direkt fast avgift, men väl indirekt genom att konsumenterna får betala för en viss minsta energimängd, vare sig den konsumerats eller ej. Den energiblockade tariffen används även för mindre yrkeskonsumenter, men i allmänhet med högre avgifter än för hushållen. Större yrkeskonsumenter har oftast effekttariff.

Låga bastariffer i kombination med marginalkostnadstrogna priser i övrigt har lett till att man kunnat förhindra att el- och gasdistributörerna erhållit oskäliga intäktsöverskott. Naturligtvis uppstår det svårigheter att fastställa blockens storlek (i kWh). Men genom att det sista blocket följer pris efter marginalkostnad så har konsumenterna fått ett kraftigt incitament att spara energi.

I USA har alltså sådana progressiva blocktariffer snabbt etablerats som en metod för marginalkostnadsprissättning på elström och gas (fjärrvärme är där sällan förekommande). Såsom exempel kan nämnas Pacific Gas & Electric (PG&E) i Kalifornien där basbehoven går upp till 240 kWh/mån och där ytterligare 240 kWh/mån kan förbrukas till en något högre tariff (se figur 3.1.1 som avser både elström och gas).

Danmark

I Danmark grundas tariffarbetet på riktlinjer som utarbetats inom Danska elverksföreningen (DEF).

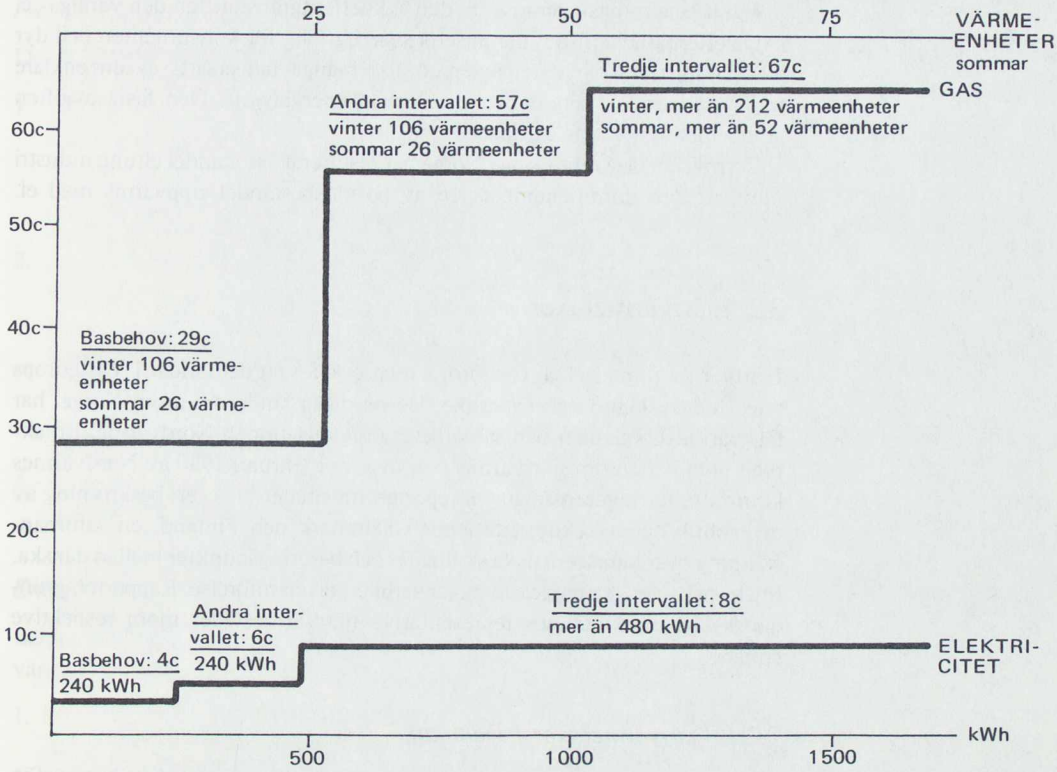
Tariffnivån baseras närmast på prognoserade genomsnittskostnader för det år tariffen skall avse. Beräkningen sker enligt regler som prisövervakande myndigheter utfärdat. Vid denna beräkning tas hänsyn till investeringar som skall göras fem år efter prognostillfället. Prisnivån får härigenom ett visst inslag av marginalkostnader.

Tarifferna skall vara kostnadstrogna. Konsumenten skall betala endast de kostnader som uppkommer i samband med kraftleveransen på den aktuella spänningsnivån. Därför har distributionskedjan uppdelats på tre nivåer.

Tariffsättningen är sedan ett kostnadsfördelningsproblem. De effektberoende kostnaderna fördelas på de olika nivåerna i relation till varje nivås maximala effekt.

De energiberoende kostnaderna omfattar kostnaderna för råkraftenergin med tillägg för förluster för respektive leveransnivå.

Till de kundberoende kostnaderna räknas de kostnader som är proportionella mot antalet konsumenter, dvs. mätning och administration, samt för lågspänningsnivån även drift och underhåll.



Figur 3.1.1 Treblockad månadstariff med "Lifeline rates" för el- och gasförbrukning (PG&E).

Norge

Norge har hittills haft mycket låga elpriser beroende på att prisnivån baserats på historiska kostnader och aktuella driftkostnader för vattenkraften. Även i framtiden tycks det i Norge finnas goda förutsättningar för låga produktionskostnader. Trots de gynnsamma kostnadsförutsättningarna har elförsörjningen hamnat i svårigheter. Den debatt om vattenkraftutbyggnadernas miljöpåverkan som förs i Norge försämrar möjligheterna att bygga ut billig vattenkraft.

På senare år har en övergång till prissättning baserad på långsiktig marginalkostnad (LRMC) diskuterats livligt. Stortinget har ej avvisat principen med LRMC, men man har i den aktuella situationen inte funnit det möjligt att fullt tillämpa den.

Vid kalkylering av tarifferna studerar man de verkliga kostnaderna under en femårsperiod.

Kostnaderna för tillkommande produktion beräknas först som en genomsnittskostnad i öre/kWh. En stor del omformas till effektavgift, som är relaterad till de fasta kostnaderna i produktionssystemet. Till detta läggs sedan distributionssystemets kostnader, som till 5/6 anses vara effektberoende. Resten tas ut som en energiavgift.

Högspänningstarifferna är uppbyggda på normalt sätt med effekt- och energiavgifter.

För lågspänningsleveranser är den s. k. effektgränstariffen den vanligaste. Då effektgränstariffen har ansetts svårbegriplig för konsumenten och dyr att administrera har den på senare år i många fall ersatts av en enklare tariff med en fast avgift och en blockad energiavgift. Den fasta avgiften är oberoende av effektuttaget.

De mycket låga elpriserna i Norge har resulterat i stor andel eltung industri samt att den dominerande delen av bostadsbeståndet uppvärms med el.

3.2 Fjärrvärmetaxor

Fjärrvärme finns i bl. a. Östeuropa men också i en del länder i Västeuropa t. ex. Västtyskland och Österrike. De nordiska länderna, utom Norge, har fjärrvärmeverksamhet och samarbetar i organisationen Nordvärme. En aktuell publikation om fjärrvärmetaxor avgavs i februari 1980 av Nordvärmes kommitté för leveransfrågor. Rapporten innehåller bl. a. en beskrivning av taxepolitik och taxekonstruktioner i Danmark och Finland, en sammanställning över karakteristiska skillnader och beröringspunkter mellan danska, finska och svenska fjärrvärmetaxor samt en taxejämförelse. Rapporten grundar sig på en enkät hos representativa fjärrvärmestäder inom respektive land.

3.2.1 *Fjärrvärmetaxor i Danmark*

Enligt inrikesministeriets förordningar skall alla privata distributionsföreningar med kommunala garantilån planera taxepolitiken så att

- utgifterna för räntor och amortering på lån täcks av anslutningsavgift och en fast årlig avgift och att
- kostnaderna för fjärrvärmeföreningens drift, underhåll och administration täcks av en rörlig avgift.

Andra distributionsföreningar utan kommunala garantilån kan mera fritt bestämma taxepolitik.

Fjärrvärmetarifferna i Danmark har följande huvuddrag:

Fast avgift eller effektavgift är oberoende av förbrukningens storlek och baserar sig på anslutningsvärde, belastning eller liknande.

Rörlig avgift eller energiavgift är beroende på förbrukningen och baserar sig på varmvattenförbrukningen antingen i form av vattenmätning eller värmemätning.

Anslutningsavgiften kan delas upp i anslutningsavgift och installationsavgift. Anslutningsavgiften definieras som abonnentens investeringsandel i distributionsföreningens produktionsanläggning och ledningsnät. Installationsavgiften definieras som avgiften för servisledningen fram till avstängningsventilerna i abonnentens apparatrum.

Den tariff som används av 75 procent av fjärrvärmeverken har en fast avgift efter anslutningsvärde, belastning eller liknande och värmeförbrukning mätt efter värme- eller vattenmängd samt eventuell mätarhyra.

Fast avgift

Det finns flera sätt att beräkna den fasta avgiften på:

1. Avgiften beräknas efter en fastställd maximal belastning.
   Ex:
   Pris per påbörjad 1 000 Kcal/h:
   3 · 0,2 · L kr/kvartal
   L är timlönen för maskinskötare i kommunal tjänst i Köpenhamn.
2. Avgiften beräknas efter uppvärmd m^3 rumsvolym med graderade enhetstaxor.
   Ex:
   1,60 kr/år per m^3 rumsvolym för de första 10 000 m^3
   1,35 kr/år per m^3 rumsvolym för 10 000 – 20 000 m^3
   1,25 kr/år per m^3 rumsvolym för 20 000 – 30 000 m^3
   1,00 kr/år per m^3 rumsvolym för 30 000 – –
3. Avgiften beräknas per installerad Kcal/h eller värmebehovet för lokaluppvärmning med fast enhetspris per Kcal/h.

Energiavgift

Beräkning av avgiften baserar sig på mätning av förbrukat antal m^3 fjärrvärmevatten som därefter

1. vid m^3-beräkning mutlipliceras med ett justerbart enhetspris per m^3 uppmätt hetvatten.
2. Vid Gcal- och GJ-beräkning multipliceras automatiskt med den uppmätta temperaturdifferensen, varefter multiplicering sker med ett justerbart enhetspris per Gcal och GJ.

Mätarhyra utgår antingen som en årlig hyra eller som ränta och avskrivning. I det senare fallet övergår mätaren med tiden till abonnenten.

3.2.2 *Fjärrvärmetaxor i Finland*

Vid konstruktionen av taxor i Finland har man utgått från följande fastslagna och godkända rekommendationer:

- ☐ fjärrvärme bör vara konkurrenskraftig med alla andra uppvärmningssystem som abonnenten kan tänkas använda
- ☐ fjärrvärmetarifferna bör innehålla en faktor som gör avkylningen av vattenflödet mer ekonomiskt
- ☐ fjärrvärmeverket får sin ekonomi i jämvikt också under exeptionella förhållanden såsom kallare och varmare år än normalt eller under sådana förhållanden då värmeförbrukningen är begränsad
- ☐ fjärrvärmetarifferna bör vara enkla.

Utgående från dessa premisser har värmeverksföreningen i Finland (LLY) beräknat en tariffrekommendation som innehåller en effektavgift och en energiavgift.

Effektavgift (enl. rekommendationen)

Vattenflöde	kW	Effektavgift
< 0,8	< 47	k · 4 410 · V
0,8–2	47–116	k (280 + 4 060 · V)
2–8	116–465	k (4 200 + 2 100 · V)
8 <	465 <	k (12 600 + 1 050 · V)

k-faktorn är en enhetslös faktor beroende av fjärrvärmeverkets fasta kostnader och abonnemangstätheten.

V = abonnemangsvattenflöde m^3/h.

Energiavgift (enl. rekommendationen)

Energiavgiften = K · H där blocket K är en enhetslös faktor med vars hjälp de med bränslet jämförbara kostnaderna kan beaktas. Dessa jämförbara kostnader är t. ex. värmeförlusterna, egenförbrukning och lagerkostnaderna.

H = brännoljans pris i värmeverkets lager. H kan vara antingen tungoljans eller lättoljans pris. Vilket som används beror på de kontrakt som uppgjorts med abonnenten. Om lättoljans pris används som grund införs alltid i kontrakten en klausul som begränsar användningen av lättolja. Denna begränsning består i praktiken av att man fastslår en övre gräns t. ex. 3–6 MW för områdets anslutningseffekt.

För bestämmandet av *anslutningsavgiftens* storlek har värmeverksföreningen (LLY) gjort en rekommendation som utgår från följande premisser:

- fjärrvärmen bör vara konkurrenskraftig
- med anslutningsavgifterna bör värmeverkets investeringar täckas
- anslutningsavgifterna bör följa något som kanske kan kallas "förorsakningsprincipen", med andra ord bör avgiften vara proportionell mot de kostnader abonnenterna i medeltal förorsakar värmeverket.

Grunden för rekommendationen är:

- rekommendationen gäller endast nybyggen
- som grund för anslutningsavgiften rekommenderas abonnentens vattenflöde som bestäms enligt abonnentens verkliga effektbehov. Vid bestämmande av effektbehovet beaktas uppvärmningen och ventilationen och dess kylning av vattenflödet
- anslutningsavgiften motsvarar den inbesparing som nybygget gör genom att ansluta sig till fjärrvärmenätet:

Den rekommenderade anslutningstariffen har följande utseende:

Anslutningsavgift (mk) = k (a + b · V)

k = enhetslös faktor

a = anslutningsavgiftens konstanta andel

b = den av vattenflödet beroende andelen

V = vattenflöde

Faktorn k som år 1976 var 1 kan beroende på de lokala förhållandena eller om kostnadsnivån ändras ha ett högre värde.

3.2.3 *Sammanfattning av danska (DK), finska (SF) och svenska (S) fjärrvärmetaxor*

Nedan görs ett försök till sammanfattning av taxorna i *Nordvärme*-länderna Danmark (DK), Finland (SF) och Sverige (S), speciellt med avseende på karakteristiska skillnader och likheter.

A. Anslutningsavgifter

DK: Anslutningsavgifter tas ut av alla abonnenter oberoende av om fastigheten är nybyggnad eller befintlig.

SF: Anslutningsavgifter tas ut av alla abonnenter. Dock betalar befintliga fastigheter med brukbara värmeanläggningar i regel lägre avgifter.

S: Anslutningsavgifter tas ut vid alla nybyggda fastigheter. Vid privatfinansierade fastigheter och fastigheter med brukbara värmeanläggningar förekommer reducerade avgifter. I vissa fall kan anslutningsavgiften ersättas med en förhöjd taxa.

DK: Anslutningsavgiften är uppdelad i en "tilslutningsafgift", vars uppgift är att finansiera produktionsanläggningar och distributionsnät och en "installationsafgift" för servisledningen fram till avstängningsventilerna i abonnentens apparatrum. Ingen återbetalning av anslutningsavgifter förekommer. Den nu gällande värmeförsörjningslagen ger möjlighet till reduktion av anslutningsavgiften i form av en ersättning vid tvångsvis anslutning av befintliga fastigheter till ett kollektivt försörjningssystem.

Avgifternas storlek bestäms så att de helt eller delvis kan finansiera utbyggnaden av fjärrvärmeanläggningarna. Resterande intäkter kommer från effekt- respektive energiavgifterna.

SF: Anslutningsavgifternas storlek är så avpassade att de i regel täcker värmeverkets behov av finansieringsmedel för distributionsnätsutbyggnader. Någon återbetalning förekommer ej.

S: Anslutningsavgifterna avpassas efter statliga bestämmelser för bostadslån respektive energisparlån. Återbetalning sker i vissa fall i form av en årlig bonus eller reducerad taxa.

DK: Ingen enhetlig norm eller nivå för bestämmande av anslutningsavgifter finns. Vanligast är en beräkningsnorm med m^3 bruttorumsvolym som parameter för bestämmandet av "tilslutningsafgiften", "installationsafgiften" uttaxeras efter "abonnemangseffekten", enhetspris för servisledningen eller efter de verkliga kostnaderna. Ju större abonnemang desto lägre blir tillslutningsavgiften per ansluten m^3 rumsvolym.

SF: Ingen enhetlig norm eller nivå finns för bestämmande av anslutningsavgiften. Ofta används en formel, där antingen byggnadens volym eller genomströmmat vattenflöde genom abonnentens anläggning ingår. Ju större abonnemang, desto lägre blir priset per m^3 byggnadsvolym eller genomströmmat vatten.

S: Ingen enhetlig norm eller nivå finns för bestämmande av anslutningsavgiften. Vanligast är m^2 våningsyta eller ansluten effekt utom vid småhus, där ett fast belopp ofta uttas. Beloppens storlek verkar ligga på ungefär samma nivå för de undersökta värmeverken och

spridningen är mindre än i Danmark och Finland. Då emellertid vissa svenska värmeverk betalar en årlig bonus på anslutningsavgiften blir abonnenternas verkliga kostnader för avgifterna högst varierande.

B Effektavgifter

DK: Det finns ingen fast norm enligt vilken effektavgiften beräknas. I enkäten finns exempel på tre olika principer, nämligen efter fastställd maximalbelastning, efter uppvärmd m^3 rumsvolym enligt en graderad taxa eller efter installerad effekt enligt ett fastställt enhetspris.

SF: Enligt Finska värmeverksföreningens tariffrekommendationer grundas effektavgiften på vattenflödet i m^3/h genom abonnentanläggningen enligt en graderad taxa. Av de fem finska värmeverk som besvarat enkäten har endast tre maximalt vattenflöde som effektgrundande parameter. Denna princip för taxesättning förutsätter någon form av mekanisk flödesbegränsning.

S: Effektavgiften uttas enligt en graderad taxa, där taxeparametern är abonnemangseffekten, uttryckt i kW eller kcal/h.

C Distributionsavgifter

Distributionsavgift eller flödesavgift uttas per m^3 uppmätt fjärrvärmevatten, som genomströmmar abonnentens anläggning. Avgiftens ändamål är att ge abonnenten ett incitament att ta ut största möjliga temperaturdifferens från distributionsvattnet och därmed reducera flödet i distributionsnätet. Såvitt är känt finns endast 11 distributionsföretag, som tillämpar denna taxekonstruktion, varav merparten i Finland.

D Indexavgift

DK: Automatiskt verkande indexkonstruktioner förekommer ej. Anslutnings- och effektavgifter höjs i takt med index men alla höjningar måste godkännas av Monopoltillsynet.

SF: Alla automatiskt verkande indexkonstruktioner är i lag förbjudna.

S: De flesta svenska fjärrvärmetaxor har automatiskt verkande indexkonstruktioner avseende effekt- och distributionsavgiften. I vissa fall tas full indexkompensation ut men ofta förekommer en "dämpning", som kan uppgå till 50 procent.

E Energiavgifter

DK: Flertalet värmeverk baserar förbrukningsavgiften på vattenmätning, varvid en temperaturdifferens av 40–50°C antas mellan tillopps- och returtemperaturen. Det statliga organet Energistyrelsen under Energiministeriet rekommenderar att man använder värmemätning i kombination med en tilläggsavgift för en för stor volymström förorsakad av dålig nedkylning.

De taxor, som redovisats i enkäten, har samma enhetspris för samtliga abonnenter uttryckt i kr/kWh, kr/kcal eller kr/m^3. Energipriset ändras vid behov, varvid alla prishöjningar måste godkännas av både Monopoltillsynet och kommunstyrelsen. Energiskatt ingår i värme-

priset motsvarande 340 Dkr/ton, vilken betalas vid köpet till oljebolaget.

F Värmemängdsmätning

SF: Värmemängdsmätning förekommer genomgående vid de finska värmeverken. Alla i enkäten redovisade värmeverk har enhetstaxa för förbrukningsavgiften, lika för alla abonnenter. Priset ändras vid behov efter anmälan till Näringsstyrelsen. Ingen särskild energiskatt förekommer i likhet med vad fallet är i Danmark och Sverige.

S: Alla abonnenter har värmemängdsmätare med undantag för vissa villor, där ingen mätning överhuvud taget förekommer. De större värmeverken har som regel ett enhetspris för energin lika för alla abonnenter. Detta bestäms av de bränsleslag, som används. Mindre värmeverk har ofta graderade enhetspris, som anknyts till abonnentens alternativkostnader. Energipriserna ändras i regel varje kvartal, varvid kommunstyrelsen eller i vissa fall respektive energiverksstyrelse får bestämma den nya prisnivån utan inblandning av Statens pris- och kartellnämnd. I energipriserna ingår energiskatt med 80 skr/m^3 och beredskapsavgift med 27 kr/m^3, vilka uttaxeras av abonnenterna och inlevereras av värmeverken till statskassan.

G Mätarhyra

DK: Enligt dansk fjärrvärmetradition utgår "mäterleje", antingen som en årlig hyra eller som ränta och avskrivning. I det senare fallet övergår mätaren med tiden till abonnenten. Denna avgift är unik för Danmark.

H Leveransomfång

För såväl DK, SF och S är det vanligaste leveransomfånget att värmeverket utför, äger och underhåller servisledningarna fram till huvudavstängningsventilerna i abonnenternas apparatrum jämte värmemängds- eller flödesmätarna. Vissa undantag från denna regel finns dock.

SF: Servisledningarnas längd är begränsade och viss del utförs av abonnenten. En annan begränsning är att abonnenten utför det byggnadstekniska arbetet vid servisledningarna.

S: Ett större leveransomfång förekommer, där värmeverket även bekostar värmeväxlarna och primärsidans rörinstallationer.

3.2.4 *Taxejämförelse mellan danska, finska och svenska fjärrvärmestäder avseende kostnadsnivåer december 1978*

Inom kommittén har tre abonnenter valts ut enligt nedan. För att kunna jämföra taxenivåerna har antagandet gjorts att respektive hus har samma förbrukningsvärde oberoende av på vilken ort det ligger.

Alternativ	Yta, m^2	Anslutningsvärde kW	Årsenergibehov MWh/år
Villa	120	9,3	20,4
Flerbostadshus	600	46,4	102,0
Industri	60 000	2 160,0	3 672,0

En enkät har varit utsänd till ett antal representativa fjärrvärmestäder inom respektive land. Jämförelsen hänför sig till december 1978 vad avser bränslepriser och övrig kostnadsnivå. Alla siffror är omräknade till svenska kronor enligt den kurs, som gällde 1979-01-01.

Den årliga värmekostnaden hos sju danska, fem finska och åtta svenska fjärrvärmestäder framgår av figur 3.2.1.

Man kan av figuren se att spridningen är mindre markant för de finska och svenska värmeverken än för de danska.

Till följd av den snabba utvecklingen av oljepriserna under 1979 har jämförelsen efter hand blivit mindre aktuell. En liknande jämförelse per 1980-01-01 skulle förmodligen uppvisa en större spridning mellan de fjärrvärmestäder som har ett stort oljeberoende och de som kan elda med alternativa bränslen, främst kol och torv.

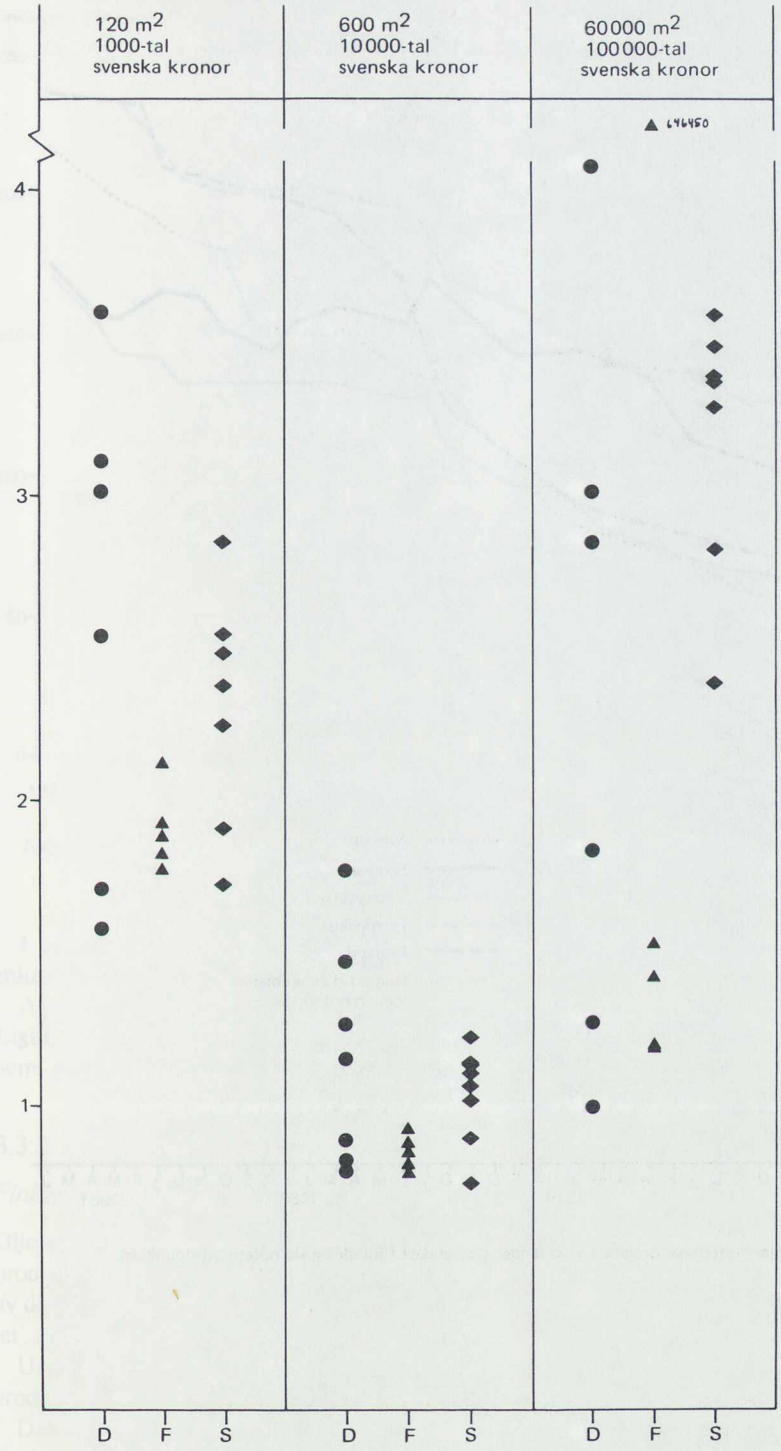
3.3 Bensin och eldningsolja I i vissa europeiska länder

3.3.1 *Prisutvecklingen 1978–1980*

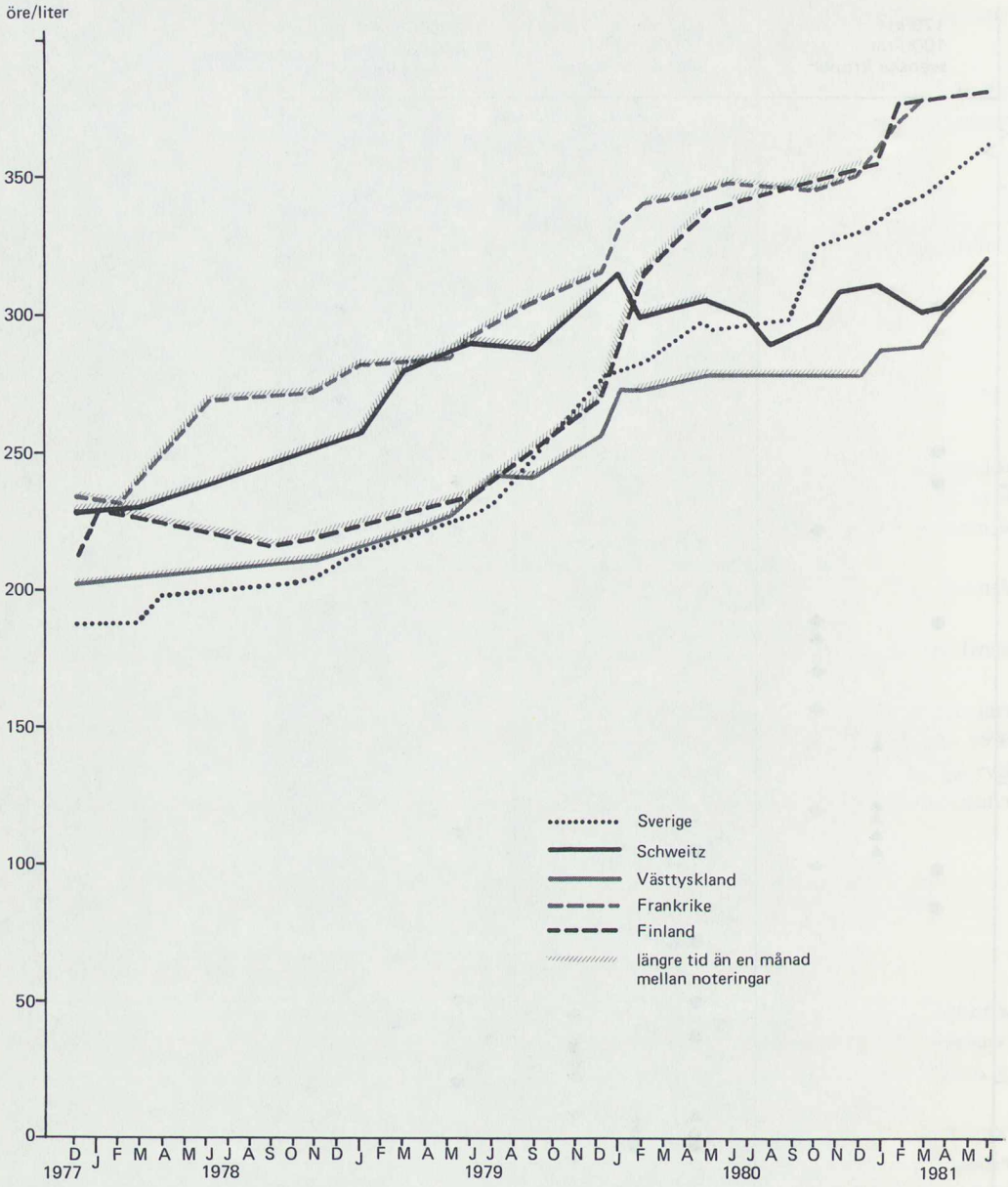
Av figurerna 3.3.1 och 3.3.2 framgår prisutvecklingen i Finland, Frankrike, Västtyskland och Schweiz på premiumbensin 97–99 oktan såväl inklusive som exklusive skatter och avgifter. Priserna avser försäljning i respektive lands huvudstad från pump till konsument vid självbetjäning.

Av figurerna 3.3.3 och 3.3.4 (sid. 92 och 93) framgår prisutvecklingen i samma länder på eldningsolja I (villaolja) såväl inklusive som exklusive skatter och avgifter. Priserna avser försäljning i respektive lands huvudstad till konsument för uppvärmning av villafastigheter.

Den redovisade perioden omspänner en tid av tre år. Tiden fram till hösten 1978 kännetecknas av en relativt lugn prisutveckling. Händelserna i Iran och den forcerade lageruppbyggnad som därefter ägde rum med åtföljande starkt stigande priser präglar hela 1979 och början av 1980. Därefter, till följd av bl. a. en dämpad efterfrågan och stora lagertillgångar hos konsumentländerna, sker en viss nedgång i spotmarknadspriserna. Ytterligare prisstegringar inträffar under hösten 1980 till följd av kriget mellan Iran och Irak.

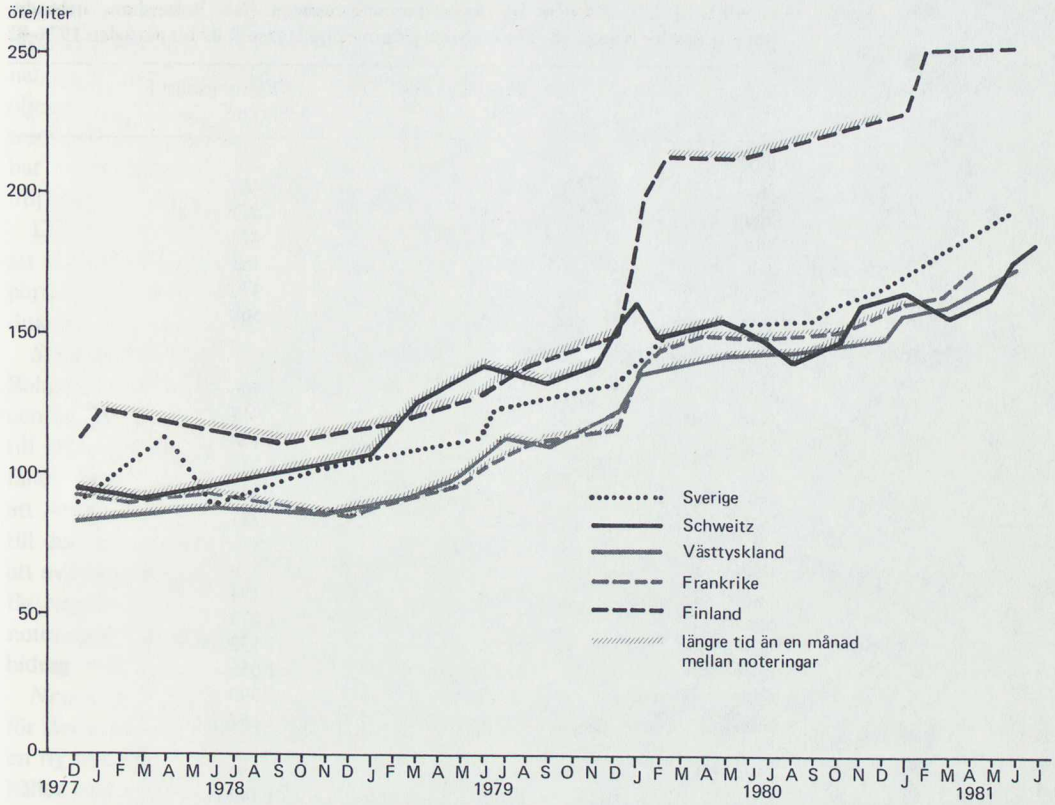


Figur 3.2.1 Taxan i december 1978 omräknad till svenska kronor för tre abonnentkategorier i danska, finska och svenska fjärrvärmestäder.



Anm: I diagrammet har linje mellan noteringar dragits. I vissa länder sker endast förändring vid noteringstidpunkten.

Figur 3.3.1 Prisutvecklingen på premiumbensin inklusive skatter och avgifter 1978–1980 i Sverige, Schweiz, Västtyskland, Frankrike och Finland (Svenska ören per liter)



Anm: I diagrammet har linje mellan noteringar dragits. I vissa länder sker endast förändring vid noteringstidpunkten.

Figur 3.3.2 Prisutvecklingen på premiumbensin exklusive skatter och avgifter 1978-1980 i Sverige, Schweiz, Västtyskland, Frankrike och Finland (Svenska ören per liter).

I tabell 3.3.1 redovisas utvecklingen av Rotterdamnoteringarna för premiumbensin (98–99 oktan) och eldningsolja I (gasoil) under 1978–80.

Av tabell 3.3.2 framgår prisutvecklingen 1978–80 på typråoljan Arabian Light, den olja som används som riktpunkt vid de prisrekommendationer som görs inom OPEC.

3.3.2 *Prissättningssystem i vissa europeiska länder*

Finland

Oljeprodukterna har i Finland sedan 1968 tillhört de permanent reglerade produkerna. Den inhemska prisnivån på flytande bränslen bestäms bl. a. av den internationella prisnivån, främst Rotterdamnoteringarna som av Sovjet användes för reglering av exportpriserna på oljeprodukter.

Under 1979 importerade Finland 12,7 milj. ton råolja och 3,3 milj. ton produkter. Reexporten av oljeprodukter uppgick till 1,1 milj. ton.

Det *statliga Neste OY* svarar för all import och raffinering av råolja från Sovjet och andra producentländer. Nestes andel av den samlade oljeförsörjningen i Finland uppgår till ca 30 procent. Övriga inhemska oljeföretag

Tabell 3.3.1 Utvecklingen av Rotterdamnoteringarna (fob Rotterdam, månadsgenomsnitt) för bensin 98–99 oktan och eldningsolja I (gasoil) under perioden 1978–81

Månad	Bensin 98/99 öre/l	Eldningsolja I kr/m^3
1978		
Jan	48,2	460
Mars	51,5	472
Maj	52,9	478
Juli	54,7	465
Sept	62,6	470
Nov	72,4	568
1979		
Jan	71,6	706
Mars	96,8	917
Maj	121,7	1 176
Juli	120,6	1 259
Sept	108,8	1 143
Nov	124,5	1 281
1980		
Jan	124,8	1 194
Mars	123,9	1 079
Maj	119,1	1 132
Juli	112,1	1 055
Sept	105,2	990
Nov	125,1	1 157
1981		
Jan	126,6	1 142
Febr	128,3	1 171
Mars	125,8	1 187
April	126,2	1 130
Maj	129,1	1 110
Juni	137,8	1 146

Tabell 3.3.2 Utvecklingen av det officiella säljpriset (GSP) i $ per fat fob för typråoljan Arabian Light 1978–81

Tidpunkt	GSP, $ pr fat
1 jan 1978	12,70
1 jan 1979	13,34
1 febr 1979	13,51
1 apr 1979	14,55
1 juni 1979	18,00
1 nov 1979	24,00
1 jan 1980	26,00
1 apr 1980	28,00
1 aug 1980	30,00
1 nov 1980	32,00
1 jan 1981	32,00
1 febr 1981	32,00
1 juni 1981	32,00

svarar för ca 35 procent samt utlandsägda dotterföretag för resterande 35 procent. Neste raffinerar huvudparten av det totala finska oljebehovet. Såväl nationella bolag som dotterföretag till internationella oljeföretag erhåller sina oljeprodukter från Neste och det huvudsakligen enskilt ägda Soumen Petrooli OY, som svarar för produktimporten från Sovjet. Dessa båda företag har i praktiken importmonopol. Mindre än 5 procent av den totala oljeimporten importeras direkt av de internationella oljeföretagens dotterbolag.

De utlandsägda dotterföretagen har vid upprepade tillfällen ansökt om att få importera bränslen och drivmedel, men de har aldrig beviljats importlicens. Deras import är begränsad till smörjoljor och andra specialprodukter.

Soumen Petrooli OY övergick efter stilleståndsavtalet 1944 i Sovjets ägo. Bolaget har sedermera övertagits av enskilda finska intressen. Finska staten och Sovjet innehar minoritetsposter. Bolaget importerar produkter från Riga till priser som överensstämmer med Rotterdamnoteringen vid leveranstillfället. Näringsstyrelsen fastställer de finska priserna på oljeprodukter. För att Soumen Petrooli skall kunna tillämpa dessa priser är bolaget anknutet till den s. k. *Importhandelsfonden*. Fonden har tillkommit för att förhindra att svängningar i världsmarknadspriserna för vissa betydelsefulla produkter får negativa effekter för de finska konsumenterna. Vid låga Rotterdamnoteringar betalar Soumen Petrooli in till fonden, men erhåller i gengäld bidrag vid höga noteringar.

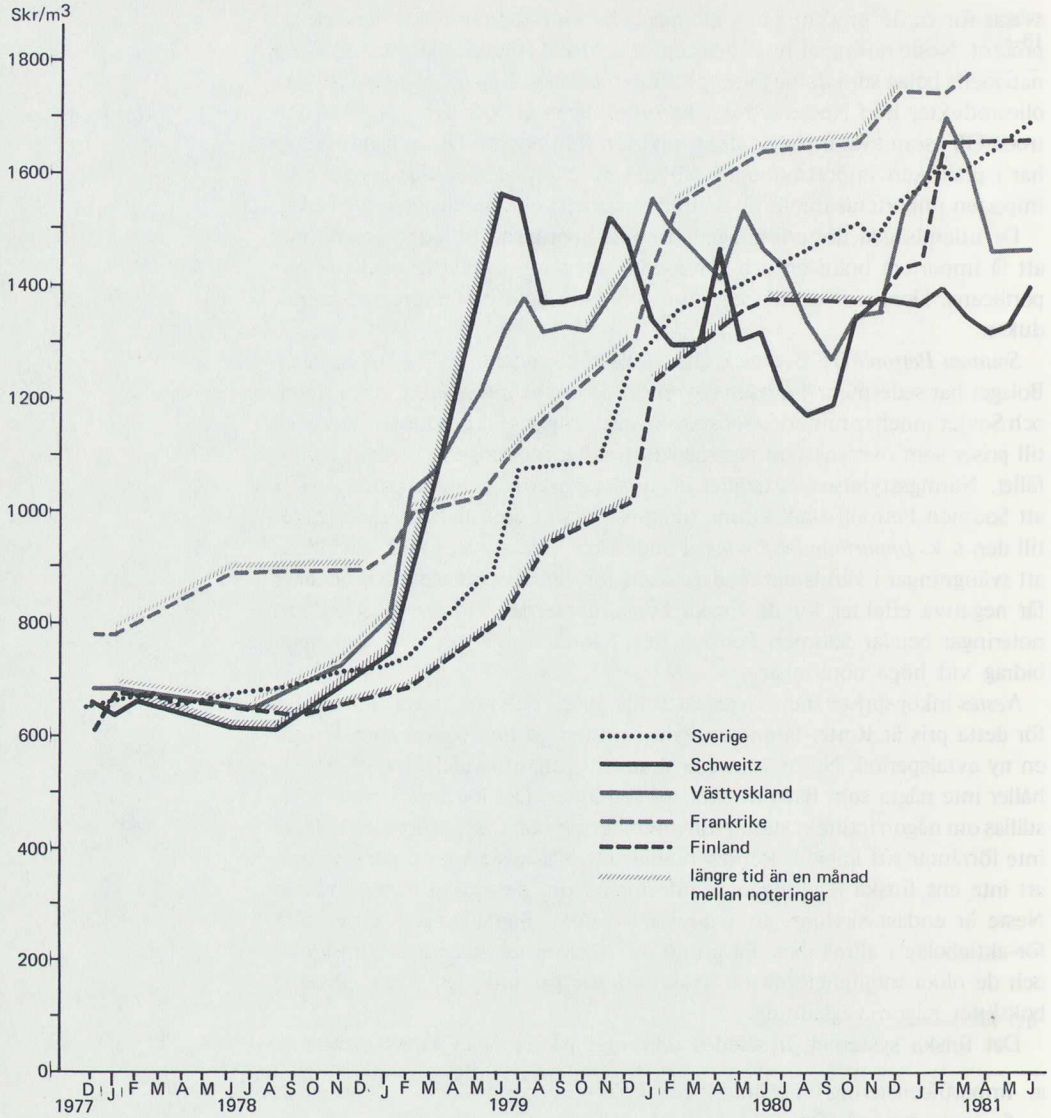
Nestes inköpspriser från Sovjet fastställs för ett halvt år i taget. Riktpunkt för detta pris är Rotterdamnoteringen i mitten av den period som föregår en ny avtalsperiod. Neste är inte anslutet till Importhandelsfonden och erhåller inte några som helst direkta subventioner. Det har inte kunnat fastställas om någon indirekt statlig subventionering sker t. ex. genom att bolaget inte förräntar sitt kapital. Representanter för Näringsstyrelsen har uppgivit att inte ens finska regeringen är informerad om de exakta förhållandena. Neste är endast skyldigt att redovisa bokslut enligt lagregler som gäller för aktiebolag i allmänhet. På grund av de stora investeringar som gjorts och de olika möjligheterna till avskrivningar ger inte heller det officiella bokslutet någon vägledning.

Det finska systemet är således uppbyggt på tre olika komponenter

a. Importlicensiering innebärande i praktiken importmonopol för Neste och Soumen Petrooli OY.
b. En importhandelsfond som genom avgifter och bidrag utjämnar svängningar på spotmarknaden.
c. Ett högstprissystem av permanent karaktär som utgår från de två importföretagens faktiska anskaffningskostnader.

Systemet bör ses mot bakgrund av betydelsen för Finland att ha viss stabilitet i handelsförbindelserna med Sovjet.

Importhandelsfondens verksamhet grundas på särskild lagstiftning. Fonden lyder under handels- och industriministeriet. Vissa av dess arbetsuppgifter utförs av Näringsstyrelsen. Den s. k. Förvaltningskommissionen är fondens beslutande organ. Med stöd av lagstiftning kan kommissionen ingå avtal för att utjämna prisfluktuationer i utrikeshandeln. Det avtal som för närvarande finns täcker import av eldningsoljor från Sovjetunionen.



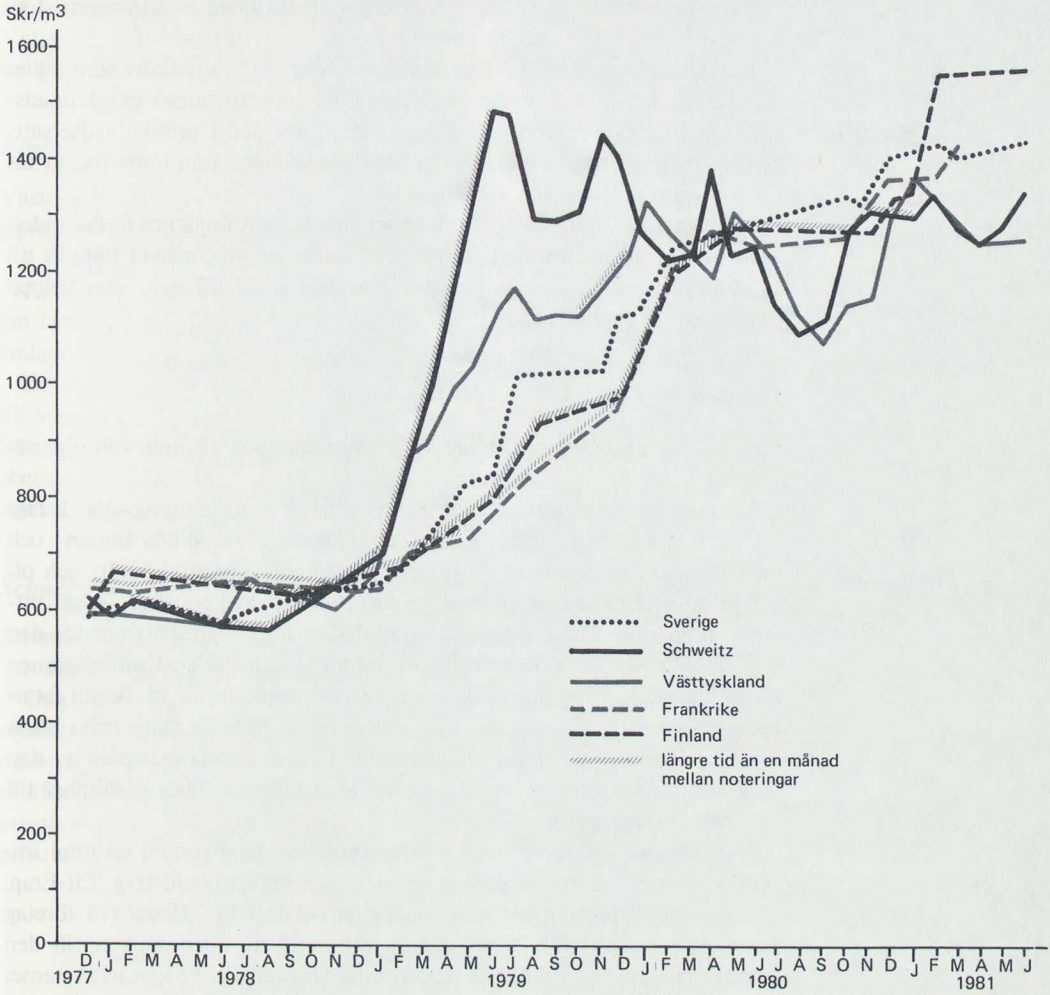
Anm: I diagrammet har linje mellan noteringar dragits. I vissa länder sker endast förändring vid noteringstidpunkten.

Figur 3.3.3 Prisutvecklingen på eldningsolja I inklusive skatter och avgifter 1978–1980 i Sverige, Schweiz, Västtyskland, Frankrike och Finland (Svenska kronor per m³)

I avtalet har överenskommits om s. k. grundnivåer för eldningsoljepriser, med vilka avses pris per kilo fritt i finsk hamn utan försäkring (caf) eller fritt i sovjetisk järnvägsvagn vid gränsen (franko).

Konsumentpriserna på eldningsolja, vilka fastställs av prismyndigheten, bestäms på basis av priset på råolja och inhemska raffineringskostnader. Grundnivåerna för priserna på importerade bränslen har uträknats så att de motsvarar producenternas försäljningspriser på i Finland raffinerade bränslen och så att samma kalkylerade konsumentpriser uppnås.

De överenskomna grundnivåerna ändras vanligen i samband med ändring av raffinaderipriset.



Anm: I diagrammet har linje mellan noteringar dragits. I vissa länder sker endast förändringvid noteringstidpunkten.

Figur 3.3.4 Prisutvecklingen på eldningsolja I exklusive skatter och avgifter 1978–1980 i Sverige, Schweiz, Västtyskland, Frankrike och Finland (Svenska kronor per m³)

Om det verkliga importpriset (fob-priset + sjöfrakten – importprovisionen eller franko-priset + importprovisionen) är högre än motsvarande grundnivå, erlägger fonden skillnaden (prisskillnadsersättningen) till importören. I motsatt fall erlägger importören skillnaden till fonden.

Prisskillnadsersättningarna regleras kalendermånadsvis.

Inom två månader från importmånadens utgång lämnar importören in en s. k. prisskillnadsersättningskalkyl, som han gjort upp för ifrågavarande månads import med båt och per järnväg.

I kalkylen nämns särskilt varje båtlast och varje på samma gång förtullad vagngrupp, som gått över gränsen. Varupartiets verkliga importpris, det med grundnivån överensstämmande priset samt skillnaden mellan dessa (prisskillnadsersättningen) beräknas för varje båt och vagngrupp. Summan av skillnaderna utgör prisskillnadsersättningen för månadens import med båt respektive per järnväg.

Kalkylerna granskas av Näringsstyrelsen. Prisskillnadsersättningens storlek fastställs av förvaltningskommissionen.

Prisskillnadsersättningen kan korrigeras, om den valutakurs som gäller vid varans betalning, avviker från den kurs som använts i prisskillnadsersättningskalkylen. Korrigering sker också, om den i prisskillnadsersättningskalkylerna såsom dieselolja behandlade gasoilen från importlagret tas till konsumtion som lätt eldningsolja.

I avtalet ingår bestämmelser om prisskillnadsersättningarnas förfallotider. Skillnaden i prisskillnadsersättning, som under en viss månad förfallit till betalning, utbetalas före mitten av följande månad till den, vars belopp utvisar ett tillgodohavande.

Frankrike

Frankrike importerade 1979 127 milj. ton råolja och 12 milj. ton oljeprodukter.

I Frankrike råder prisreglering på bensin och tunn eldningsolja. Enligt lag från 1928 utövar staten genom utfärdandet av särskilda import- och raffineringstillstånd kontroll över produktion och import av råolja och oljeprodukter. Tillstånden utfärdas genom ministeriedekret efter det att yttrande inhämtats från en särskild kommission med representanter för den s. k. direktionen för motorbränsle och ett antal ministerier. Kommissionen gör en ingående prövning av ekonomi, teknisk kapacitet m. m. Beslut fattas i regeringskonselj. Tillstånden, som gäller i högst 20 år för råolja och i högst 3 år för oljeprodukter, reglerar kvantiteten liksom största mängden av den råolja/de produkter som får importeras. Med tillstånd följer skyldighet till viss beredskapslagring.

Den franska staten utövar sitt inflytande inte bara genom en total importkvotering utan också genom ett av staten helägt oljeföretag, Elf-Erap, och ett till 35 procent av staten ägt oljeföretag, CFP. Dessa två företag svarar tillsammans för 70 procent av tillförseln av oljeprodukter till den franska marknaden. Frankrike lättade under hösten 1977 något på systemet med av regeringen fastställda högstpriser på oljeprodukter. Vissa produkter med högstpriser kom att delvis släppas fria i ett nytt system som medger en automatisk anpassning till förändringar i råoljepriser och dollarkurs. Det nya franska systemet gäller alla produkter utom bensin och lätt eldningsolja. Priserna på dessa båda produkter, som svarar för 55 procent av oljeförbrukningen, regleras genom av regeringen fastställda högstpriser.

För tjock eldningsolja innebär det nya franska systemet en form av indexering. Medan kostnadsförändringar automatiskt släpps igenom, kommer högstpriset att utgöras av cif-priset för råolja i francs per ton plus 80 francs.

Den franska regeringen har haft planer på att ändra oljepolitiken innebärande en ökad konkurrens på oljemarknaden. Händelserna på den internationella oljemarknaden under de senaste två åren har dock stört dessa planer.

I den plan som redovisades i mitten av 1978 skulle prisregleringen på bensin och tunn eldningsolja upphävas fr. o. m. den 1 januari 1980. Så skedde emellertid inte. Treårsauktorisationen för oljeimportörer skulle fortsätta men avsikten var att upphöra med importkvoter för företagen och kravet på

att franskägda företag skulle garanteras minst 50 procent av marknaden. Vidare skulle insynen i marknadens funktion ökas bl. a. genom publicering av prislistor etc.

Västtyskland

Västtyskland importerade 1979 115 milj. ton råolja och 36 milj. ton oljeprodukter.

I Västtyskland tillämpas fri prissättning på oljeprodukter.

Andelen importerad olja av Västtysklands totala energibehov ökade mellan 1957–1977 från 6 till 57 procent. Den inhemska oljeproduktionen svarar endast för några få procentenheter av den totala oljeförsörjningen.

De internationella oljeföretagen svarar för ca 75 procent av oljeimporten till Västtyskland. Av den olja som förbrukas i landet kommer ca 70 procent från raffinaderier i landet. Resten importeras i stor utsträckning av mindre oberoende oljeföretag från Rotterdamområdet. Priserna på den inhemska marknaden för eldningsolja påverkas därför starkt av utbudet i Rotterdam.

Schweiz

Schweiz importerade 1979 4,6 milj. ton råolja och 8,7 milj. ton oljeprodukter.

I Schweiz tillämpas fri prissättning på oljeprodukter.

Den begränsade raffinaderikapaciteten i landet, ca 40 procent av det totala oljebehovet, medför att schweiziska oljeföretag måste importera raffinerade oljeprodukter. De i landet verksamma mindre oberoende oljeföretagen anskaffar eldningsolja på Rotterdammarknaden. Därför påverkas den inhemska prisnivån på eldningsolja – liksom fallet är i Västtyskland – starkt av spotprisutvecklingen på Rotterdammarknaden.

4 Analys av traditionella prissättningsprinciper

4.1 Utgångspunkter för analysen

4.1.1 *Inledning*

I detta kapitel analyseras den teoretiska grundvalen för prissättningen på energi i en ekonomi där hushållning med knappa resurser är en viktig målsättning.[1] För denna analys tvingas vi införa en rad delvis komplicerade termer och begrepp både av ekonomisk och teknisk natur. Redan här skall vi försöka att kort definiera ofta återkommande begrepp:

Effektiva priser. Utgångspunkten för en diskussion om priser i en ekonomi är den perfekta marknadsekonomin eller den perfekt planerade ekonomin. De priser som framkommer i en perfekt marknadsekonomi är samma priser som finns implicita i en perfekt planerad ekonomi. I det senare fallet kallas de ofta skuggpriser eller effektivitetspriser medan de i det förra fallet ofta kallas jämviktspriser. Dessa priser är effektiva i den betydelsen att de svarar mot en effektiv fördelning av resurserna i ekonomin. Dessa priser ger uttryck för det samhällsekonomiska värdet av resurserna "på marginalen" i ekonomin, dvs. de anger den relativa knappheten på resurserna. Knappheten på en resurs gäller alltid värdet av de sista tillgängliga enheterna. Värdet för samhällsekonomin av en ökning med ytterligare en enhet av en knapp resurs beror ju på hur värdefull den sista enheten är. Sett från kostnadssidan måste då effektiva priser ge uttryck för kostnaderna att producera den sista enheten av en vara eller insatsfaktor i produktionen dvs. de s. k. *kortsiktiga marginalkostnaderna*. Dessa kostnader består dels av rörliga kostnader i produktionen dels av *kapacitetskostnader* eller *bristkostnader* som bidrar till att skapa jämvikt mellan efterfrågan på och tillgång till produktionskapacitet. Vid överskott på produktionskapacitet är kapacitetskostnaden 0 och den samhällsekonomiska marginalkostnaden sammanfaller med den rörliga kostnaden i produktionen.

"Rättvisa" priser. Att entydigt bestämma vad som skall avses med rättvisa priser är en omöjlig uppgift. Inom ramen för det område som denna utredning har att analysera är det framför allt två typer av rättvisa i betydelsen *kostnadsansvar* som är intressanta att diskutera:

1. Enligt en uppfattning är priserna som konsumenterna får betala rättvisa om inte bara de rörliga kostnaderna i produktionen utan också en andel av de historiska kapitalkostnaderna, dvs. ränta och avskrivningar på tidigare investeringar, täcks oavsett om detta är nödvändigt för att skapa jämvikt mellan tillgång och efterfrågan eller inte.

[1] För en bakgrund se t. ex. Turvey R. Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply George Allen & Unwin 1968, Turvey R. & Andersson D. Electricity economics, John Hopkins University press 1977, Bohman M. Taxor på elenergi och fjärrvärde i ett samhällsekonomiskt perspektiv Stencil Stockholm 1980 och Ström S. Elektrisitetsökonomi, Memorandum Oslo 1979.

2. Enligt en annan uppfattning är priserna rättvisa om konsumenterna får betala de kostnader som uppstår vid konsumtionen av ytterligare en enhet, dvs. de kortsiktiga marginalkostnaderna.

I det förra fallet avses med rättvisa priser ett historiskt kostnadsansvar medan rättvisa priser i det senare fallet avser ett framtida kostnadsansvar som gäller den framtida förbrukningen av resurser. I den senare betydelsen sammanfaller begreppet rättvisa priser med effektiva eller riktiga priser.

En tredje tolkning av rättvisa priser finner vi i kommunallagens bestämmelse om att kommunal verksamhet ej får bedrivas i vinstgivande syfte. Detta kan tolkas som krav på taxor som svarar mot *självkostnaderna* i verksamheten. Denna definition är besläktad med den första definitionen av rättvisa priser. Med *självkostnader* i en verksamhet avses summan av rörliga och fasta kostnader. Det stora problemet gäller här vad som skall menas med *fasta kostnader*. Det existerar inget självklart eller entydigt sätt att periodisera investeringskostnader till fasta kostnader eller kapitalkostnader. Därför är också självkostnadsbaserade priser eller rättvisa priser baserade på ett historiskt kostnadsansvar relativt vaga begrepp som kan omfatta ett stort prisintervall beroende på hur kapitalkostnaderna definieras.[1]

Kapacitets- och kapitalkostnader. För att förstå analysen i denna utredning är det av central betydelse att skilja mellan *kapitalkostnader* och *kapacitets-* eller *bristkostnader*. Medan kapitalkostnaderna är historiska kostnader baserade på räntor, avskrivningsprinciper och skatteregler är kapacitetskostnaderna framåtblickande kostnader som anger den relativa knappheten på kapacitet. Kapacitetspriset måste därför skapa jämvikt mellan tillgången på kapacitet och efterfrågan på denna. Låga kapitalkostnader i en verksamhet kan mycket väl vara förenade med höga kapacitetskostnader och vice versa. Om den tidigare investeringsutvecklingen resulterat i en i förhållande till efterfrågan liten kapacitet blir kapitalkostnaderna låga men kapacitetskostnaden hög. Om däremot den tidigare investeringsutvecklingen resulterat i överkapacitet blir kapacitetskostnaden noll men kapitalkostnaderna höga.

Pris och tariffnivå. Distinktionen mellan pris och tariffnivå är mycket viktig vid en diskussion av prissättningen inom energiområdet. Med pris avses i denna utredning alltid "rörligt" pris. Taxorna på ledningsbunden energi består nästan alltid av dels fasta avgifter, dels effektavgifter, dels rörliga energiavgifter. Det är med denna terminologi energiavgiften som är priset på energi medan tariffnivån består av summan av rörliga och fasta avgifter. Vi är medvetna om att denna definition av pris långt ifrån alltid tillämpas i den allmänna debatten, men finner uppdelningen i pris och tariffnivå nödvändig vid en diskussion av prissättningen på ledningsbunden energi.

Samhällsekonomisk kostnad och samhällsekonomisk lönsamhet. Samhällsekonomiska kostnader uppstår då knappa resurser utnyttjas. Kostnaden för att ta en resurs i anspråk för ett ändamål utgörs av det värde som denna resurs skulle ha i bästa alternativa användning. Man använder därför ofta uttrycket alternativkostnad som synonym till samhällsekonomisk kostnad.

Ibland är det nödvändigt att skilja mellan företagsekonomiska kostnader och samhällsekonomiska kostnader.[2] Problemet uppstår då det inte existerar priser på vissa knappa resurser t. ex. miljön eller på den begränsade gatukapaciteten i rusningstid i storstäder eller då det visserligen finns priser men dessa inte speglar alternativkostnaden t. ex. på arbetskraft i en region

[1] Kapitalkostnaderna kan vara baserade på rak avskrivning, progressiv eller degressiv avskrivning, efter annuitetsberäkningar etc.

[2] Se t. ex. Johansen L. Samfunnsökonomisk lönnsomhet, Tanum Olso 1977.

med omfattande arbetslöshet. Företagen måste givetvis i sina kalkyler hela tiden utgå ifrån de priser som existerar på marknaden och har sällan förutsättningar eller möjligheter att göra samhällsekonomiska bedömningar i sina kalkyler. En skillnad mellan samhällsekonomisk och företagsekonomisk lönsamhet kan därför uppstå i vissa situationer. En företagsekonomisk kalkyl kan då ge en överdriven bild av den förbrukning av knappa resurser som ett projekt kräver, t. ex. vid en hög regional arbetslöshet men kan också underskatta den samhällsekonomiska resursförbrukningen vid t. ex. stor miljöpåverkan. Effektiva priser på alla knappa resurser i en ekonomi är därför viktiga om en decentralisering av beslut till enskilda företag och konsumenter skall leda till en god hushållning med samhällets resurser.

Inom energiområdet är det förutom miljökostnaderna framför allt kapacitetskostnaderna som är en kostnad för samhället men inte för den enskilde producenten. Den enskilde producenten har sina kapitalkostnader i tillägg till de rörliga kostnaderna i produktionen. Samhällsekonomiskt är kapitalkostnaderna noll, eftersom de inte svarar mot någon framtida förbrukning av resurser, utan mot en historisk förbrukning av resurser. Kapacitetskostnaderna kan däremot periodvis vara betydande. Om inte priset ligger på en tillräckligt hög nivå kan en överbelastning av produktions- eller överföringskapaciteten uppstå med höga kostnader för de enskilda abonnenterna som följd.

Eftersom historiska kapitalkostnader inte svarar mot någon framtida förbrukning av resurser utgör dessa kostnader i en företagsekonomisk kalkyl inga kostnader i en samhällsekonomisk kalkyl. Ofta uttrycks detta som att vi kan betrakta kostnader för tidigare investeringar som *sunk costs* eller *redan nedlagda kostnader*, eftersom vi inte kan få tillbaka dessa redan nedlagda och för andra ändamål ej användbara resurser. Man kan också säga att alternativkostnaden är noll därför att de resurser som redan har investerats inte kan utnyttjas för något annat ändamål än det som investeringen i fråga syftat till.

Förhoppningsvis innebär en investering att man får ett bruttoöverskott som är tillräckligt för att klara räntor och amorteringar och en tillfredsställande avkastning på eget kapital. Blir överskottet mindre får man en kapitalförlust, vilket i sig är beklagligt och en indikation på att man ej skulle ha genomfört investeringen. Eftersom man inte kan få tillbaka redan nedlagda kostnader återstår bara att utnyttja dem så effektivt som möjligt. Får man ett stort överskott blir resultatet en kapitalvinst och ångrandet bör då inriktas på att man inte byggt ut kapaciteten mera.

Priskänslighet och priselasticitet. Utnyttjandet av priser som styrmedel i en ekonomi förutsätter inte perfekt rationella konsumenter men väl en viss regelbundenhet och konsistens i konsumenternas reaktioner på prisförändringar. Om konsumenternas handlande och reaktioner på förändringar i relativa priser är rent slumpartat bortfaller möjligheterna att utnyttja priser som styrmedel i en ekonomi och därmed också grunden för decentraliserade beslut. Endast en direkt styrning av konsumenterna kan då leda till att bestämda målsättningar kan uppfyllas. Om konsumenternas beteende inte påverkas av priserna är prissättningsproblemet ett rent inkomstfördelningsproblem – ej ett resursfördelningsproblem.

Genomförda studier av konsumenternas reaktioner och beteende på olika

marknader i en ekonomi visar att även om inte konsumenterna är perfekt rationella så anpassar de sig till förändringar i relativa priser på ett förutsebart sätt. Styrkan i anpassningen brukar vi benämna priskänslighet. Priskänsligheten för en vara mäts med den s. k. *egenpriselasticiteten* som anger hur många procent konsumtionen av en vara minskar när priset stiger med en procent på varan eller omvänt hur många procent konsumtionen av en vara ökar när dess pris faller en procent.

En annan form av priskänslighet gäller mellan olika varor, dvs. hur påverkas konsumtionen av en viss vara om priset på en annan vara förändras. Ett mått på denna indirekta priskänslighet är den s. k. *korspriselasticiteten*. Denna anger t. ex. hur efterfrågan på olja förändras när priset på el stiger med en procent.

De empiriska resultaten av mätningar av konsumenternas priskänslighet för förändrade energipriser tyder på en inte obetydlig priskänslighet. Detta gäller också företagens efterfrågan på energi. Den långsiktiga priskänsligheten är större än den kortsiktiga. Speciellt i ett mera långsiktigt perspektiv kan därför priserna på energi betraktas som effektivt medel i energi- och resurshushållningspolitiken.[1]

4.1.2 *Mål och medel*

Det ställs en lång rad krav på energipriserna i den energipolitiska debatten. Det krävs således ofta att energipriserna skall leda till en förnuftig hushållning med resurser, skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan, vara sparstimulerande, gynna införandet av förnybara energikällor, ha gynnsamma regionalekonomiska effekter, ha gynnsamma effekter på inkomstfördelningen osv.

En grundläggande regel säger att det i allmänhet krävs minst lika många styrmedel som mål för att politiken skall lyckas. Endast av en slump kan ett styrmedel uppfylla flera mål samtidigt. Man kan alltså inte förvänta sig att ett enda styrmedel, energipriserna, skall klara av att uppfylla en lång rad mål. Olika mål kräver olika styrmedel. Man måste då bestämma sig för vilken roll som energipriserna skall ha i en ekonomi.

Ett val mellan olika styrmedel bör i allmänhet ske utifrån effektivitetskriterier. Ett effektivt styrmedel kan definieras som ett styrmedel som har stor effekt på det angivna målet och små kostnader i form av oönskade biverkningar.

En central utgångspunkt för utredningens analys av energiprisernas samhällsekonomiska roll är därför sambandet mellan mål i energipolitiken och olika styrmedels effektivitet och biverkningar. En framgångsrik energipolitik kräver effektiva styrmedel med små negativa biverkningar på andra områden. Eftersom de flesta styrmedel, också inom energiområdet, har effekter på en lång rad samhälleliga mål måste en viktig uppgift i energipolitiken vara att finna fram till de mest effektiva styrmedlen. Därigenom kan givna mål uppnås till så låga kostnader för samhället som möjligt.

[1] Se avsnitt 2 i Hjalmarsson L. Utg, Energi och Samhällsekonomi, Liber läromedel Lund 1979.

4.1.3 *Hushållning med samhällets resurser*

Resurserna i en ekonomi kan fördelas på många olika sätt, genom priser som skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan, genom köer eller direkt ransonering, genom direkt tilldelning av personal, utrustning och lokaler som sker inom stora delar av den offentliga sektorn etc. Resurserna i en marknadsekonomi fördelas emellertid i stor utsträckning via priser som kommer fram på marknaderna för arbetskraft, kapital, energi och råvaror. I en väl fungerande marknadsekonomi har priserna på resurser, varor och tjänster tre centrala sammanhängande uppgifter:

a. att informera hushåll och företag om kostnader så att en god hushållning med resurser uppnås
b. att informera företagen om hushållens betalningsvilja
c. att skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan så att dyrbara köer och ransoneringar ej behöver tillgripas.

Priserna kan också utnyttjas för att påverka inkomst- och konsumtionsfördelning i ekonomin via subventioner och beskattning. Om priserna utnyttjas i denna senare roll mister priserna sitt ovan angivna informationsinnehåll och därmed kan målen under a. och b. ovan ej uppfyllas samtidigt.

Samhällsekonomiskt effektiva priser

Låt oss till att börja med utgå ifrån att prisernas uppgift i en marknadsekonomi i första hand är att åstadkomma en effektiv hushållning med ekonomins resurser. Detta innebär att priserna också är jämviktspriser dvs. priserna skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan på olika resurser, varor och tjänster i ekonomin.

Effektiva priser är alltså jämviktspriser som samtidigt informerar producenterna om konsumenternas betalningsvilja och informerar konsumenterna om vilken kostnadsbesparing som uppstår för samhället om de sista enheterna av en vara ej konsumeras, eller vilken kostnad som tillkommer om ytterligare någon enhet av varan konsumeras. Riktiga priser speglar således knappheten på marginalen för olika varor och tjänster. Vi uttrycker det ofta som att priserna är lika med alternativkostnaden genom att de speglar resursernas värde i bästa alternativa användning. I ett effektivt läge är således betalningsviljan lika med alternativkostnaden.

Priserna anger värderingen av de sista enheterna av en vara som produceras eller en resurs som tas i anspråk. Kostnaden för att producera ytterligare en enhet, marginalkostnaden för en vara, är således relevant för att bestämma det effektiva priset. Marginalkostnaden är den besparing som uppstår för samhället då en enhet mindre av en vara produceras eller den ytterligare kostnad som uppstår för samhället om ytterligare en enhet av en vara produceras.

Kostnadsansvar

Det kostnadsansvar som avkrävs konsumenter som betalar riktiga priser är således baserat på ett framåtsyftande kostnadsbegrepp: kostnaden för att med befintlig kapacitet ta i anspråk ytterligare resurser som har alternativ

användning i ekonomin. Detta kostnadsansvar är direkt förknippat med en god hushållning med samhällets resurser. Det har däremot ingenting att göra med en verksamhets historiska kostnader exempelvis kostnader för tidigare investeringar. Samhällsekonomiskt sett uppstod kostnaden när investeringen en gång genomfördes. Det var då som knappa resurser i form av arbetskraft, kapital, energi och råvaror togs i anspråk för att bygga t. ex. ett kraftverk. När kraftverket väl är färdigbyggt saknar dessa resurser alternativ användning.

Företagsekonomiskt och finansiellt kan det vara av primärt intresse att få kapitalkostnaderna täckta och att klara räntor och amorteringar på anläggningen. Samhällsekonomiskt sett är anläggningen en gåva från det förflutna som det gäller att utnyttja så effektivt som möjligt, ett utnyttjande som inte får påverkas av historiska kapitalkostnader.

Samhällsekonomisk lönsamhet

Om priserna i en ekonomi är riktiga i den betydelsen att de svarar mot en god hushållning med ekonomins resurser, innebär detta också att samhällsekonomisk och företagsekonomisk lönsamhet fås att sammanfalla.[1] Riktiga priser är således en förutsättning för att decentralisering av besluten i en ekonomi till enskilda företag och konsumenter inte skall medföra en dålig hushållning.

Om inte priserna är riktiga innebär detta att företag och konsumenter felinformeras om det samhällsekonomiska värdet av resurserna i ekonomin, vilket innebär att vi får en avvikelse mellan företagsekonomisk och samhällsekonomisk lönsamhet. Ett viktigt exempel från energiområdet är miljökostnaderna. I den mån energiutnyttjandet leder till föroreningar med skadliga effekter som inte belastar investeringskalkylerna eller reflekteras i priserna leder detta till en alltför omfattande försämring av miljön.

Komparativa fördelar

En god hushållning med resurserna i ekonomin innebär också att vi, i den internationella handeln, utnyttjar våra komparativa fördelar i produktionen av varor och tjänster väl. Om energi- och råvarupriser, kapitalkostnader och arbetskraftskostnader avviker från den relativa knappheten dvs. avviker från resursernas alternativa samhällsekonomiska värde, betyder detta att vi inte utan vidare kan ta utgångspunkt i företagsekonomiska lönsamhetskalkyler när vi skall bedöma vad som är lönsam verksamhet i Sverige, dvs. var vi har våra komparativa fördelar. Skall vi basera en värdering av våra komparativa fördelar på svenska kostnadsförhållanden måste kostnaderna först rensas för effekterna av olika typer av snedvridningar. Vi måste alltså veta vilka löner, energipriser och kapitalkostnader som uttrycker den samhällsekonomiska knappheten på dessa resurser. Först då kommer de ekonomiska kalkylerna att ge oss riktiga indikationer på hur näringslivsstrukturen borde se ut.

[1] Se Johansen L. Samfunnsökonomisk lönnsomhet, Tanum Oslo 1977.

Hushållning eller slöseri

Eftersom vi inte har något överflöd av resurser måste vi betrakta både arbetskraft, kapital, energi och råvaror som knappa resurser, resurser som det måste hushållas med. En god hushållning med resurser tvingar alltså fram en avvägning mellan åtgången av arbetskraft, kapital, energi och råvaror för olika ändamål. Energin är inte den enda resurs som kräver en god hushållning. En god hushållning med resurser innebär då att kostnaderna för den totala insatsen av samtliga resurser, som krävs för en viss verksamhet, skall vara så låga som möjligt. Detta innebär att användningen av olika resurser skall optimeras – ej minimera utnyttjandet av en enda resurs. Om man t. ex. strävar efter att minimera användningen av energi i en viss verksamhet innebär detta i allmänhet att för mycket av övriga resurser utnyttjas. Totalt sett uppstår därmed ett slöseri med knappa resurser. Det paradoxala är således att spara (för mycket) kan innebära att slösa. Endast om vi hade överflöd på alla övriga resurser i ekonomin skulle en minimering av energianvändningen också vara en god hushållning med resurser. Det skulle då innebära att endast energipriserna vore positiva medan priserna på övriga resurser vore lika med noll. Förnuftig sparsamhet och en god hushållning med resurser är alltså samma sak, eftersom behovet av sparsamhet bestäms av den samhällsekonomiska marginalkostnaden.

Ofta hör man argumentet att eftersom vi har arbetslöshet borde priset på arbetskraft sättas till noll (eller energin beskattas hårdare och arbetskraften lägre). Den kommentar man kan göra till detta, utan att fullständigt analysera problemet, är att om vi i en region har arbetskraft ledig som saknar alternativ sysselsättning och inte är flyttbar, är det i en samhällsekonomisk kalkyl riktigt att värdera arbetskraftsanvändningen till noll, i varje fall på kort sikt. Det finns dock skäl att varna för beslut som på längre sikt medför att arbetskraften blir låst i olönsam verksamhet. Ofta innebär emellertid även regionala utvecklingsprojekt att viss arbetskraft flyttas från redan produktiv verksamhet till det nya projektet. I ett sådant fall är det denna arbetskrafts alternativa värde i den tidigare användningen som ingår som kostnad för projektet.

Ibland gäller emellertid argumentet att införa 0-pris på arbetskraft i ekonomin som helhet, eftersom vi inte befinner oss i en situation med full sysselsättning. Vi bortser från den s. k. friktionsarbetslöshet som vi, genom sättet att beräkna arbetslöshet, alltid har i en ekonomi där människor förflyttar sig mellan olika arbetsplatser, och koncentrerar oss på konjunkturarbetslösheten som periodvis kan vara betydande. Generellt kan man då inte argumentera för att priser på arbetskraft skall sättas till noll. Konjunkturarbetslösheten är ofta resultatet av en medveten förd ekonomisk politik och ibland också ett direkt medel i konjunkturpolitiken för att bryta förväntningar om stigande löner och priser, eftersom effektiva alternativa medel ofta saknas. Det är i allmänhet inte i linje med en konsistent ekonomisk politik att räkna med ett lägre pris på arbetskraft i sådana situationer där arbetslösheten utnyttjas som ett direkt medel i antiinflationspolitiken.

Under senare år har en hel del så kallade energianalyser genomförts, dvs. man har beräknat den totala energiåtgången i olika verksamheter exempelvis jordbruk eller för olika typer av förpackningar. Speciellt i debatten om olika

förpackningar har argumenten om den totala energiförbrukningen varit framträdande. Det är emellertid ett högst partiellt synsätt eftersom vid sidan av energikostnader förbrukningen av arbetskraft, kapital och råvaror också måste beaktas. Energianalyser ger således inte ett tillräckligt underlag för beslut om hushållning med knappa resurser.

4.2 Kostnadsbegrepp

4.2.1 *Rättvisa eller hushållning*

Begreppet kostnad är långtifrån entydigt. Det måste preciseras i förhållande till en konkret problemställning. En viktig distinktion gäller:

a. Kostnader som avser förbrukning av resurser i förfluten tid
b. Kostnader som avser framtida förbrukning av resurser.

Kostnaderna under a. kan beskrivas som bokförings- eller redovisningsmässiga kostnader och kostnaderna under b. som kalkylmässiga kostnader.

Det första kostnadsbegreppet gäller i allmänhet hur historiska investeringskostnader skall fördelas på ett så rättvist sätt som möjligt över tiden och mellan olika konsumenter. Ofta kan det gälla att uppfylla ett visst budget- eller avkastningskrav. Det andra slaget av kostnader, som är en värdering av konsekvensen av framtida handlingar, är ett framåtblickande begrepp och förknippat med en god hushållning med resurser. Att bestämma dessa kostnader kräver en kvantifiering och en värdering av framtida resursförbrukning.

Skillnaden mellan de två olika kostnadsbegreppen, som framkommer under a. och b., är av stor betydelse speciellt för ledningsbunden energi där skillnaden kan vara stor mellan kapitalkostnader, baserade på historiska investeringskostnader, och kapacitetskostnader som är en form av trängselkostnader som gäller det framtida utnyttjandet av en given produktions- eller överföringskapacitet. Överbelastning av ett elnät är ett typiskt exempel på trängselkostnader inom energiområdet. En överbelastning av elnätet inom ett område innebär att abonnenterna reducerar spänningen för varandra och får som kraftigaste konsekvens att hela elförsörjningen bryter samman inom området. Värdet av leveranssäkerheten ingår därför i samhällets kostnader för elutnyttjande. Detta värde är relevant under b. men det kommer inte alls in under a. Eftersom överbelastningen och elavbrottet är en kostnad som abonnenterna åsamkar varandra, ingår det inte i några av de siffror som utnyttjas när man beräknar de "kostnader" som abonnenterna skall bidraga till för att täcka räntor och amorteringar på tidigare investeringar.

4.2.2 *Medelkostnad, självkostnad och genomsnittskostnad*

Medelkostnad används här synonymt med självkostnad i enlighet med gängse terminologi inom energiområdet. Med självkostnad avses den, på något sätt beräknade, totala kostnaden per kWh för en viss verksamhet, t. ex. den totala elproduktionen inom Vattenfall. Självkostnaden inkluderar såväl rörliga som fasta kostnader. Självkostnaden är ett tillbakablickande kost-

nadsbegrepp, eftersom kapitalkostnaderna gäller förbrukning av resurser i förfluten tid.

Eftersom kapitalkostnader för en verksamhet kan beräknas på olika sätt varierar självkostnaden beroende på hur kapitalkostnaderna beräknas. Kapitalkostnaderna kan t. ex. baseras på historiska investeringskostnader eller investeringar till återanskaffningsvärde. Räntenivå och avskrivningstakt är också viktiga faktorer bakom kapitalkostnaden och nära förbundna med önskvärd självfinansieringsnivå på nya investeringar för att såväl bibehålla befintlig kapacitet som att expandera.

En prisnivå baserad på självkostnad är således ingen entydigt bestämd prisnivå utan kan variera beroende på hur kapitalkostnaderna beräknats.

Begreppet genomsnittskostnad är emellertid inte helt synonymt med medelkostnad och självkostnad. Genomsnittskostnad används både som ett tillbakablickande och ett framåtblickande kostnadsbegrepp. I det förra fallet är det synonymt med självkostnad. I det senare fallet avser det kostnader per producerad enhet i planerade anläggningar.

4.2.3 *Långsiktig marginalkostnad*

Långsiktig marginalkostnad, ofta förkortat LRMC (Long Run Marginal Cost), kan definieras på olika sätt. Med lång sikt avses en tidsperiod av sådan längd att det är möjligt för en producent att fritt variera insatsen av samtliga produktionsfaktorer. Med marginalkostnad menas den förändring av kostnaden som uppkommer, om den producerade mängden ändras med en enhet. Långsiktig marginalkostnad kan då definieras som den lägsta möjliga kostnaden för att producera ytterligare en enhet av en vara under förutsättning att man fritt kan välja insatserna av samtliga produktionsfaktorer. Den långsiktiga marginalkostnaden för en kWh elenergi är dess marginella energikostnad (dvs. energikostnaden för att producera ytterligare en kWh) plus kostnaden för den utökning av kapaciteten som är tillräcklig för att sannolikheten för elbrist skall förbli oförändrad. I denna betydelse är den långsiktiga marginalkostnaden ett framåtblickande kostnadsbegrepp.

Den långsiktiga marginalkostnaden inkluderar alltså både en energikostnad och en av den framtida expansionen beroende kapacitetskostnad. Kapacitetskostnaden är noll under lågbelastning när risken för otillräcklig kapacitet är mycket liten medan energikostnaden normalt är positiv både under hög- och lågbelastning.

I praktiken har emellertid begreppet långsiktig marginalkostnad getts ett något annorlunda innehåll. Inom svensk kraftindustri synes man härmed vanligen avse den totala genomsnittliga kostnaden för att ta i anspråk ny kapacitet under en viss tidsperiod, alltså en slags genomsnittskostnad för utökad kapacitet. Man beräknar de totala kostnaderna för en planerad kraftutbyggnad under den följande 5 à 10-årsperioden dividerat med beräknat antal tillkommande kWh. Detta innebär att man beräknar en medelkostnad för de tillkommande kraftverken under en viss tidsperiod. Problem uppstår med definitionen av långsiktig marginalkostnad under perioder utan kapacitetsexpansion.

I den här betydelsen är den långsiktiga marginalkostnaden snarast ett bakåtblickande kostnadsbegrepp baserat på följande kalkyl:

Låt oss förflytta oss 5 à 10 år framåt i tiden och anta att vi genomfört en viss planerad kraftutbyggnad. Vi sätter oss då ned och gör en tillbakablickande kalkyl av medelkostnaden för denna kraftutbyggnad. Denna medelkostnad, som alltså nu inkluderar energikostnader, avskrivningar och ränta på vid denna tidpunkt historiska investeringar, kallas långsiktig marginalkostnad. Denna "praktiska" definition av långsiktig marginalkostnad har således en helt annan grundläggande betydelse än den teoretiska definitionen av långsiktig marginalkostnad ovan.

Med hänsyn till gängse terminologi på energiområdet i Sverige kommer vi emellertid i denna utredning att med långsiktig marginalkostnad avse genomsnittskostnaden, dvs. summan av rörliga och fasta kostnader per producerad enhet, för en viss planerad utbyggnad av kapaciteten.

4.2.4 *Kortsiktig marginalkostnad*

Med kortsiktig marginalkostnad avses kostnaden för att producera ytterligare en enhet av en vara, exempelvis en kWh inom ramen för en redan existerande kapacitet. Den kortsiktiga marginalkostnaden är den besparing som uppstår för samhället då en enhet mindre av en vara produceras eller den ytterligare kostnad som uppstår för samhället om ytterligare en enhet av en vara produceras. Den samhällsekonomiska kortsiktiga marginalkostnaden består dels av en företagsekonomisk marginalkostnad (rörlig energikostnad) dels, i vissa fall, av ytterligare kostnader som ligger utanför företaget, men som är kostnader för samhället. De samhälleliga tilläggskostnader som uppstår inom energiproduktionen gäller framför allt miljökostnader och kapacitetskostnader. Låt oss exemplifiera med elproduktionen.[1]

Miljökostnaderna och andra externa kostnader som inte direkt eller automatiskt belastar energikonsumenter och energiproducenter kommer att behandlas i ett separat avsnitt 4.2.5. Analysen kommer således tills vidare att avse hur enskilda företag inom energiområdet bör sätta sina priser utifrån de kostnader som belastar företagen så att en tillfredsställande leveranssäkerhet upprätthålls. Genom beskattning av företagens löpande produktion kan ett belopp som motsvarar de externa kostnaderna adderas till företagens egna kostnader så att priset inklusive skatt ger en korrekt information till konsumenterna om den samhällsekonomiska kostnaden.

Den kapacitet vi har för att producera el i Sverige idag medför att sannolikheten för elbrist på produktionsnivå är mycket låg. Inom enskilda områden på distributionsnivå kan emellertid risk för överbelastning av nätet uppstå periodvis. Den kortsiktiga marginalkostnaden varierar dock betydligt i elproduktionen i Sverige. Detta framgår närmare av figur 5.1 i kapitel 5 som visar variationerna i marginalkostnaderna på stamnätsnivå för den svenska elproduktionen under perioden 1971–1980.

Variationerna i marginalkostnader är betydligt lägre på fjärrvärmesidan, där oljepriset under större delen av året f. n. bestämmer de kortsiktiga marginalkostnaderna. Övergången till eldning med fasta bränslen kan emellertid

[1] Om p_t är sannolikheten för att ytterligare en kWh, som efterfrågas vid tidpunkt t, kan produceras och vars produktion inte går ut över produktionen av en kWh vid någon annan tidpunkt så är den samhällsekonomiska marginalkostnaden, dvs. elsystemets Sveriges marginalkostnad: p_t x (marginella energikostnaden) + $(1-p_t)$ x kapacitetskostnaden per kWh) + miljökostnaden per kWh.

innebära betydligt större variationer under året i de kortsiktiga marginalkostnaderna även på fjärrvärmesidan. Detta framgår närmare av figur 5.3 i kapitel 5.

4.2.5 *Externa kostnader*

Energiproduktion medför nästan alltid störningar och effekter på miljön. Förbränning av fossila bränslen medför luftföroreningar, reglering av vattenkraft inverkar på fiske och rekreationsvärden i form av naturupplevelser osv. Både hushåll och företag saknar idag incitament att beakta de kostnader som den löpande energianvändningen innebär annat än via restriktioner på tillåten svavelhalt i olja och kol osv. Däremot har vi ännu inte satt pris på miljön i den betydelsen att utsläpp av föroreningar direkt belastas med avgifter. Frågan om miljöavgifter har dock diskuterats och rekommenderats i flera utredningar inom energi- och miljöområdet.

I princip bör varje energislag belastas med avgifter som svarar mot de kostnader som utsläppen av föroreningar innebär för samhället. I de samhällsekonomiska marginalkostnaderna ingår som ovan betonats också energiproduktionens marginella föroreningskostnader. Miljöavgifter skall inte ses som ett sätt för företag och konsumenter att få förorena omgivningen mot betalning utan som ett effektivt styrmedel att åstadkomma en förbättring av miljön.

Ett vanligt argument emot miljöavgifter är svårigheterna att fastställa vad som är en effektiv avgift med hänsyn till den föroreningsnivå som kan godtas. I en samhällsekonomisk optimal situation är kostnaderna för att ytterligare reducera föroreningarna med en enhet lika med värdet av en ytterligare reducering av föroreningarna med en enhet. Eftersom kunskaper ofta saknas både om kostnaderna för och värdet av att reducera föroreningarna utmed en viss skala är det ofta omöjligt att med någon större exakthet fastställa den effektiva avgiften.

Ofta är emellertid problemställningen något annorlunda nämligen hur vi skall kunna åstadkomma en viss miljöförbättring till lägsta samhällsekonomiska kostnad. Även här finns det starka argument för att utnyttja miljöavgifter som successivt anpassas tills den acceptabla föroreningsnivån uppnåtts. Fördelen med miljöavgifter framför restriktioner och förbud är att vi vid miljöavgifter kan förvänta oss att de företag som till relativt låga kostnader kan reducera utsläppen av föroreningar i första hand kommer att göra detta.

Vid ett ytligt betraktande kan man få intrycket av att det blir dyrare för samhället om man sätter pris på miljön jämfört med restriktioner och förbud. Vid en djupare analys talar det mesta för att den förbrukning av resurser som krävs för att åstadkomma en viss reduktion i föroreningsnivån blir lägre för branschen som helhet om avgifter används som styrmedel i stället för restriktioner och förbud. Däremot innebär givetvis miljöavgifter en ökad kostnad för de enskilda företagen, eftersom alla utsläpp av föroreningar belastas med en avgift. Sett från samhällets sida innebär emellertid miljöavgifter att företagen informeras via prissystemet om knappa resurser. Även miljön är en knapp resurs. Ett ökat hänsynstagande till miljövärden

innebär att våra komparativa fördelar i produktionen förändras, vilket måste påverka konkurrensförhållandena mellan olika företag och branscher. Samtidigt innebär det att resurser som alternativt kunde utnyttjas för investeringar i produktion av varor och tjänster nu utnyttjas för att förbättra miljön. Reallönerna måste därför öka långsammare för att inte industrisektorns totala konkurrensförmåga skall försämras. Den förbättrade miljön kan inte erhållas gratis.

Det kan också finnas skäl att till exemplifieringen av externa kostnader lägga den riskkostnad som kan anses vara förknippad med användningen av importerade bränslen, mest olja. Denna kostnad utgörs av risken för alla de konsekvenser som skulle bli följden av störningar eller avbrott i tillförseln av olja. Detta är ju den, så att säga, ekonomiska formuleringen av huvudmålet inom den svenska energipolitiken och motivet för att genom bl. a. energiskatten stimulera alternativ till olja.

Det är av naturliga skäl mycket svårt, för att inte säga omöjligt, att kvantifiera alla externa kostnader. För att detta förhållande inte skall omöjliggöra en konkret diskussion och någorlunda preciserade bedömningar av dagens energipriser har vi, av både praktiska och pedagogiska skäl, funnit det nödvändigt att i större delen av detta betänkande diskutera energipriserna som om det inte fanns några externa kostnader. Detta innebär dock inte att vi anser att de externa kostnaderna är obetydliga eller försumbara. Det är snarare en fråga om hur ansvaret för en effektiv resursanvändning skall fördelas mellan energiproducenterna och statsmakternas olika organ. Det ligger i sakens natur att man rimligen inte kan räkna med att externa kostnader blir beaktade i de priser som bildas på marknaderna för olika former av energi. Vad man däremot kan sträva efter är att få energiproducenterna att sätta priserna på ett sådant sätt att de, bortsett från externa kostnader, leder till bästa möjliga hushållning med de resurser som står till producenternas och konsumenternas förfogande. Lyckas man med detta återstår sedan att utforma energiskatten så att även de externa kostnaderna inom energiproduktionen och energikonsumtionen blir beaktade. Den samhällsekonomiska effektiviteten kan således, i pedagogiskt syfte, ses som resultatet av en tvåstegsprocess där det första steget innebär att energiproducenterna sätter effektiva priser som om externa kostnader inte förelåg och det andra steget innebär att energiskatten svarar för ett tillägg som leder till att samtliga kostnader, dvs. all åtgång av knappa resurser, återspeglas i det pris konsumenterna får betala.

När vi i det följande diskuterar brister i den nuvarande energiprissättningen är det mot bakgrund av detta synsätt. I avsnitt 4.9 diskuterar vi därefter kortfattat vilka krav som bör ställas på energiskattens utformning för att den, inom ramen för den förutsatta ansvarsfördelningen, skall bidra till att en effektiv resurshushållning uppnås. Med tanke på att utredningen om beskattningen av energi m. m. har i uppdrag att se över energibeskattningen berör vi denna fråga endast kortfattat.

4.2.6 *Kostnader för framtida hantering av kärnkraftens avfall*

Produktion av el i kärnkraftverk belastas idag med en viss avgift per kWh för hantering av framtida avfall och rivningskostnader för kärnkraftverk.

Eftersom den löpande kärnkraftsproduktionen leder till kostnader i framtiden och eftersom avfallsvolymen är en funktion av driftstiden i kärnkraftverken och därmed knuten till den löpande energiproduktionen bör kostnaderna för den framtida hanteringen av avfallet också återspeglas i den rörliga kostnaden på el från kärnkraftverk. Som kommer att framgå nedan påverkas energipriset, i betydelsen energiavgiften, emellertid endast under de perioder då kärnkraftsproduktionen ligger på marginalen och utgör det dyraste kraftslaget. Under dessa perioder då kärnkraften utgör det dyraste kraftslaget reduceras också efterfrågan på el via ett något högre pris och därmed också den framtida avfallsmängden. I praktiken torde emellertid denna effekt på avfallsmängden vara av liten betydelse.

Det viktigaste motivet för avgiften på kärnkraftsproducerad el har emellertid inte varit en styrning av produktionen utan att kostnaderna för kärnkraftens avfall bör belasta dagens elkonsumenter och inte framtidens. Avgifterna förvaltas i fonder uppbyggda på i princip samma sätt som ATP-fonderna.

En avgift på elproduktionen från kärnkraftverk garanterar emellertid inte att det är dagens elkonsumenter som står för de framtida hanteringskostnaderna av kärnkraftens restprodukter lika lite som ATP-fonderna garanterar framtidens pensioner. Det är endast genom att utnyttja de avsatta medlen till investeringar som bidrar till att öka den framtida produktionskapaciteten i ekonomin som framtida generationer kan undgå att få bära kostnaderna för kärnkraftens avfall.

4.3 Traditionella prissättningsprinciper

4.3.1 *Flerdelade tariffer, pris och tariffnivå*

Prissättningen på ledningsbunden energi karakteriseras av att abonnentens kostnader består av flera s. k. tariffelement: energiavgifter, effektavgifter och fasta avgifter. Därför är det som vi tidigare betonat, av stor vikt att vid en diskussion av prissättningen på energi, skilja mellan pris i betydelsen rörligt pris och tariffnivå. En stor del av den oklarhet som präglat diskussionen om energipriserna har sin grund i sammanblandningen av pris och tariffnivå. I anslutning till gängse terminologi benämns det rörliga priset ofta energiavgift medan tariffnivån då utgörs av summan av energiavgift, effektavgift och fasta avgifter dividerad med konsumerad volym.

4.3.2 *Pris enligt självkostnad*

En prissättning enligt självkostnad (medelkostnad) innebär att rörliga priset anpassas till summan av såväl fasta som rörliga genomsnittliga produktionskostnader. En prissättning enligt självkostnad eller medelkostnad innebär alltså att man ser bakåt, på de historiska kostnaderna, istället för framåt, på den resursförbrukning som uppkommer, vid konsumtionen av en vara. Två typer av effekter kan här uppstå:

1. Om kostnaderna i nyproduktionen har stigit skapar självkostnadsprissättningen en illusion av att resurserna är mindre knappa och billigare än vad de faktiskt är.

2. Om man har investerat fel och dragit på sig stora kapitalkostnader, vilka samhällsekonomiskt sett är sunk costs, så leder en självkostnadsprissättning till att de priser som konsumenterna får betala överstiger de resurser som förbrukas vid konsumtionen.

En prissättning enligt självkostnad ger således konsumenterna en felaktig information om den relativa knappheten på olika resurser och ger ej korrekta incitament till sparande och hushållning med knappa resurser. Principen kan medföra både för höga och för låga priser från samhällsekonomisk synpunkt.

4.3.3 *Tariffnivå enligt självkostnad*

En tariffnivå enligt självkostnad (medelkostnad) innebär att energiavgiften kan sättas på nivån för den rörliga marginalkostnaden i produktionen, medan fasta avgifter kan utnyttjas för att täcka gapet mellan rörlig kostnad och genomsnittskostnad om genomsnittskostnaden överstiger den rörliga kostnaden. Om däremot den rörliga kostnaden på marginalen överstiger genomsnittskostnaden skulle det kunna utgå negativa fasta avgifter dvs. subventioner. Ett exempel på självkostnadstaxa med fasta avgifter är den dominerande fjärrvärmetaxan som består av en energiavgift som är bestämd av den kortsiktiga marginalkostnaden samt av en förbrukningsberoende effektavgift och en fast avgift. Ett exempel på tariffnivå enligt självkostnad med subventioner är den s. k. trappstegsformade tariffen som behandlas längre fram. Den innebär att den icke-marginella elkonsumtionen erhålls till ett relativt lågt pris medan konsumenten betalar full marginalkostnad för de sist konsumerade kilowattimmarna.

Genom att dela upp den totala tariffnivån i en rörlig del motsvarande marginalkostnaden och en eller flera fasta avgifter är det möjligt att ge konsumenterna en betydligt mera korrekt information om den relativa knappheten på olika varor och resurser och således mera korrekta incitament till sparande och hushållning samtidigt som producenterna kan uppnå kostnadstäckning, även om en viss snedvridning ofta ej kan undvikas. Detta disktueras mera utförligt i avsnitt 4.6.3

4.3.4 *Alternativtaxa*

Vid prissättning på fjärrvärme förekommer också speciellt under ett uppbyggnadsskede den s. k. alternativtaxan. Tankegången bakom denna taxa är att värmeverket skall erhålla så stora intäkter som möjligt samtidigt som abonnenterna ej ska behöva betala mera än om de haft individuell uppvärmning. I praktiken har detta inneburit att energiavgiften har överstigit värmeverkets marginalkostnader och därmed felinformeras konsumenterna om det samhällsekonomiska värdet av energisparande. En omfördelning inom ramen för tariffnivån till högre fasta avgifter och lägre energiavgift skulle innebära en förbättring ur hushållningssynpunkt.

4.3.5 *Pris enligt långsiktig marginalkostnad*

Prissättning enligt långsiktig marginalkostnad innebär att priset sätts lika med medelkostnaden per kWh i tillkommande produktionsanläggningar. Härvid inkluderas såväl rörliga kostnader som kapitalkostnader.

En prissättning enligt långsiktig marginalkostnad innebär att man förflyttar sig några år framåt i tiden och vid en framtida tidpunkt blickar bakåt på kostnaderna för de produktionsanläggningar som tillkommit under denna tidsperiod. Två typer av effekter kan här uppstå:

1. Om kostnaderna i nyproduktionen förväntas stiga kraftigt kan en prissättning enligt långsiktig marginalkostnad leda till en alltför hög prisnivå med en alltför dämpande effekt på efterfrågan. Vid denna alltför höga prisnivå existerar det ledig produktionskapacitet med rörliga produktionskostnader som understiger de som konsumenterna är villiga att betala. Detta innebär ett dåligt utnyttjande av resurser som saknar alternativ användning och välfärdsförluster för konsumenterna.
2. Om kostnaderna i nyproduktionen förväntas falla kraftigt kan en prissättning enligt långsiktig marginalkostnad leda till en alltför låg prisnivå med överskottsefterfrågan och överbelastning eller energibrist som följd. Olika typer av trängselkostnader kan här uppstå och ett bibehållande av den låga prisnivån kan tvinga fram en ransonering av energi.

En prissättning enligt långsiktig marginalkostnad kan således resultera i både överkapacitet och kapacitetsbrist. I båda fallen uppstår onödiga kostnader och välfärdsförluster för konsumenterna.

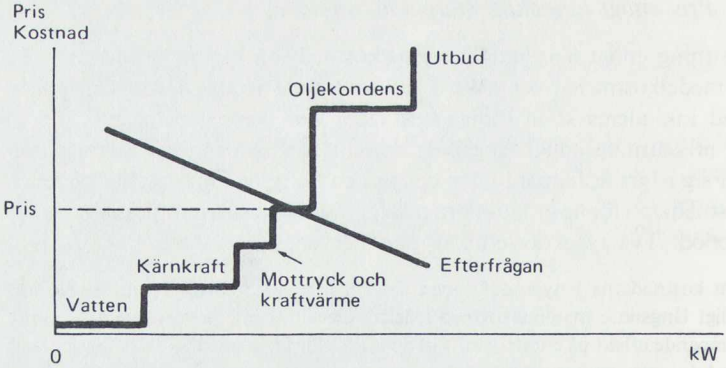
4.3.6 *Tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad*

Tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad innebär i allmänhet att energiavgiften sätts på nivån för den kortsiktiga marginalkostnaden i produktionen medan övriga tariffelement utnyttjas för att uppnå en tariffnivå som ligger på nivån för långsiktig marginalkostnad. I likhet med en tariffnivå enligt självkostnad får konsumenterna här en mera korrekt information om den relativa knappheten på energi på kort sikt men här också information om den långsiktiga prisutvecklingen. Detta är av stor betydelse för korrekta investeringsbeslut. En tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad innebär således att konsumenterna erhåller information om både den kortsiktiga (genom energiavgifter) och den långsiktiga (genom tariffnivån) knappheten på energi.

Tariffnivån på elenergi har i varje fall fram till de senaste årens stagnation i elförbrukningen i betydande utsträckning bestämts utifrån långsiktig marginalkostnad i Sverige.

4.3.7 *Pris enligt kortsiktig marginalkostnad*

Prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad innebär att priset på energi sätts lika med den samhällsekonomiska kostnaden för att producera ytterligare en kWh inom ramen för existerande kapacitet. Detta innebär då att vid en renodlad marginalkostnadsprissättning sammanfaller pris och tariffnivå. Om vi här, för att renodla problemställningen, antar att miljö- och riskkostnader vid energiproduktion ingår i företagens produktionskostnader



Figur 4.1 Utbud och efterfrågan på elenergi.

(eller lämnas utanför analysen) så består den samhällsekonomiska marginalkostnaden av en energikostnad och en kapacitetskostnad som diskuterats under avsnitt 4.2.4 ovan.

Låt oss illustrera med prissättning på el. Vi kan jämföra ett system som det svenska där efterfrågan på el i varje fall under de närmaste åren kan tillfredsställas genom att successivt ta i anspråk produktionskapacitet med allt högre rörliga kostnader med ett elsystem baserat på enbart vattenkraft. Jfr Norge.

Värmekraftsystem

I det svenska systemet är utbudskurvan för elenergi uppbyggd av olika energislag med successivt stigande rörliga produktionskostnader: vattenkraft, kärnkraft, kolbaserad mottryckskraft och kraftvärme, oljebaserad dito, oljekondens och gasturbiner. Se figur 4.1 som ger en ögonblicksbild av utbud och efterfrågan på elenergi.

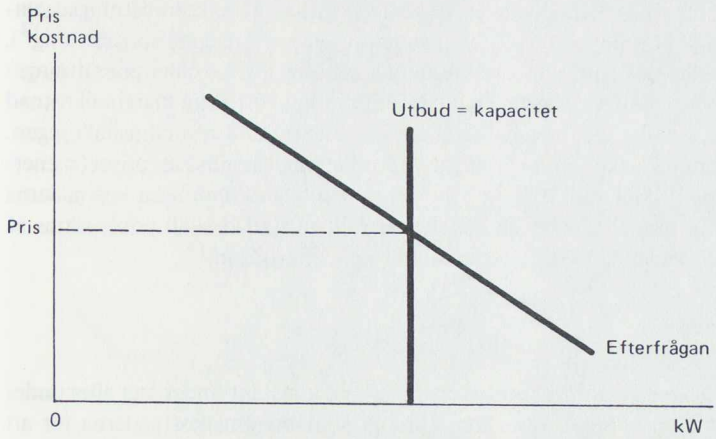
I princip gäller samma figur för ett fjärrvärmesystem där olika bränslen utnyttjas. I båda systemen varierar också efterfrågan under året.

En prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad innebär att priset i varje ögonblick sätts lika med den i det ögonblicket aktuella marginalkostnaden i produktionssystemet.

Eftersom kostnaderna på produktionssidan inte stiger kontinuerligt utan i språng kan jämviktspriset vid en viss tidpunkt ligga på den vertikala delen av utbudskurvan mellan två kostnadsnivåer t. ex. mellan kraftvärme till ca 14 öre/kWh (juni 1981) och oljekondens till ca 25 öre/kWh. Priset innehåller då också en kapacitetskostnad.

Vattenkraftsystem

I ett rent vattenkraftsystem existerar det en given kapacitet med så låga rörliga kostnader att jämvikt ej kan nås med priser på denna nivå. Se figur 4.2 som ger en ögonblicksbild av utbud och efterfrågan på elenergi. Detta är ett stiliserat exempel där vi bortser från möjligheterna att spara vatten genom lagring mellan olika perioder osv.



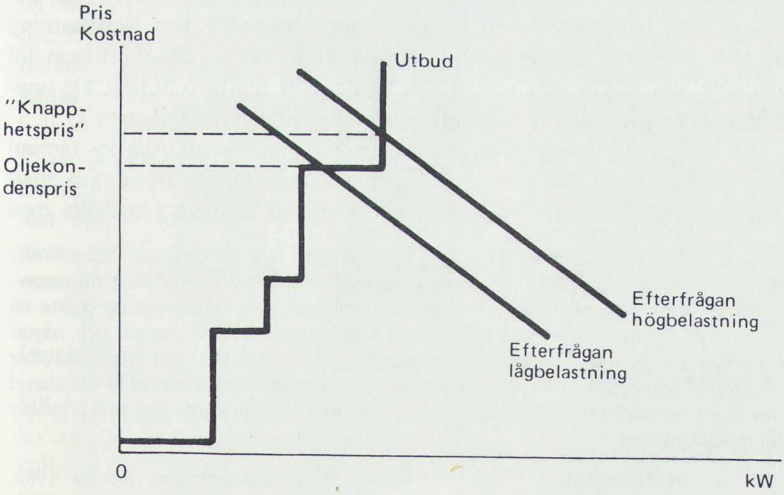
Figur 4.2 Utbud och efterfrågan på elenergi.

Den rörliga kostnaden är approximativt lika med noll och priset är ett rent jämviktspris. Om priset sätts högre än jämviktspriset sjunker efterfrågan och en del vatten kommer att slösas bort till ingen nytta. Om priset sätts lägre än jämviktspriset ökar efterfrågan och det uppstår en bristsituation där all efterfrågan ej kan tillgodoses utan en fördelning av den producerade elenergin måste ske via ransonering.

Kärnkraftsavveckling

Vi kan också tänka oss en kombination av de här båda diskuterade fallen. En snabb avveckling av kärnkraften hade inneburit en kraftig reduktion i landets elproduktionskapacitet. Vid låg efterfrågan på el hade det varit möjligt att tillgodose denna vid en elprisnivå motsvarande oljekondens.

Om elefterfrågan hade vuxit snabbt hade det varit nödvändigt att höja elpriset över kostnadsnivån för oljekondens. (Vi bortser här från den dyra gasturbinkapaciteten). Se figur 4.3. Priset på el är då uppbyggt dels av en



Figur 4.3 Utbud och efterrfrågan på elenergi vid hög- och lågbelastning.

rörlig energikostnad dels av en kapacitetskostnad. (I folkomröstningsdebatten uttrycktes detta som "tillgripandet av en ren knapphetsprissättning").

Den slutsats som kan dras av denna genomgång av olika prissättningsprinciper är att det endast är en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad som är förenlig med samhällsekonomisk effektivitet i resurshushållningen.

En samhällsekonomiskt riktig prissättning innebär alltså att priset (= energiavgiften) skall vara lika med de rörliga samhällsekonomiska kostnaderna vid ledig kapacitet. Om kapaciteten är fullt utnyttjad skall priset sättas så att det skapar jämvikt mellan utbud och efterfrågan.[1]

Prissättning efter variationer i belastningen

Efterfrågan på ledningsbunden energi är inte konstant under året eller under dygnet utan varierar avsevärt samtidigt som marginalkostnaderna för att tillgodose efterfrågan vid olika belastning också varierar avsevärt. Detta är av speciellt stor betydelse för en vara som elenergi som inte kan lagras. Om priset på elenergi ska följa variationerna i marginalkostnaderna allteftersom efterfrågan varierar skulle priset behöva ändras kontinuerligt. Detta har hittills inte varit möjligt och den praktiska prissättningen har baserats på en indelning av året i olika perioder med olika nivå på den genomsnittliga marginalkostnaden. Den enklaste indelningen av året är i två perioder kallade högbelastning och lågbelastning. Ett viktigt problem är hur priset ska sättas under högbelastning jämfört med under lågbelastning. I den ekonomiskteoretiska litteraturen går denna diskussion under beteckningen "peak-load pricing".[2]

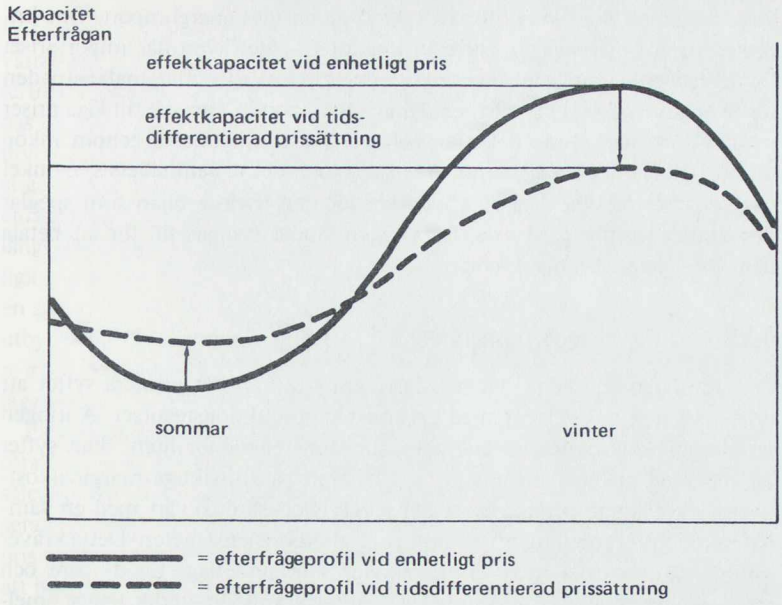
Vad är då poängen med att ha en variation i energipriset efter tidpunkt för elkraftsleveranser, jämfört med ett konstant pris under året.

För det första innebär det senare alternativet att priset under lågbelastning sätts för högt. Detta medför då en välfärdsförlust p. g. a. ett för lågt utnyttjande av elenergi. För det andra sätts priset under högbelastning för lågt. Detta medför att tillgodosedd efterfrågan vid toppbelastning blir högre än vid en prisdifferentiering och därigenom görs en nettoförlust genom att kostnaderna överstiger betalningsviljan. Tanken är, att om priset under perioder med högbelastning är högre än under perioder med lågbelastning så kommer vissa kunder att förlägga en större del av sin efterfrågan till perioder av lågbelastning jämfört med fallet enhetlig prissättning. De uppkommande skillnaderna i belastningsprofiler illustreras i figur 4.4.

En variation i energipriset ger således köparen ekonomiska incitament att förskjuta sin elförbrukning från perioder med toppbelastning, så snart han har möjlighet därtill. Det blir alltså möjligt att bättre hushålla med

[1] I praktiken är tariffsättningen vanligen baserad på en indelning av året i tidsperioder med konstant energiavgift inom varje tidsperiod. Vid begränsad tillgång till reservkapacitet kan problem uppstå att klara belastningstoppar. En avvägning måste då ske mellan en förhöjd energiavgift och en kombination av energiavgift och någon form av avgift per kW. En liknande avvägning uppstår också då kapacitetsrestriktioner på överförings- och distributionssidan beaktas. Syftet med detta kapitel är emellertid inte att diskutera konkret tariffutformning utan att diskutera grundläggande principer för prissättningen.

[2] Se t. ex. Williamson O.E. Peak-Load pricing. American Economic Review 1966.



Figur 4.4 Efterfrågans tidsprofil vid konstant elpris respektive tidsdifferentierad prissättning.

en given kapacitet, vilken innebär, att samma produktion kan åstadkommas till lägre rörliga kostnader. Kanske väl så viktig är möjligheten att spara annars "nödvändig" utbyggnad av extra reservkapacitet (jfr figur 4.4).

Vi går här inte närmare in på den ekonomisk-teoretiska diskussionen om prissättning efter variationer i belastningen utan konstaterar att vi med prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad just avser en prissättning efter variationer i belastningen i den mån sådana variationer förekommer och ger upphov till variationer i marginalkostnaderna.

Pris på icke ledningsbunden energi

Även om det i viss utsträckning finns konkurrens mellan olika energislag ex på uppvärmningssidan karakteriseras marknaderna för den ledningsbundna energin, el, fjärrvärme och gas av s. k. "tekniska" eller "naturliga" monopol. Däremot präglas marknaden för icke ledningsbunden energi av varierande grader av konkurrens. Som tidigare framhållits är de priser som bildas på marknader karakteriserade av en väl fungerande konkurrens, riktiga i den betydelsen att de svarar mot en effektiv fördelning av resurserna. Priserna motsvarar då marginalkostnaderna. Marginalkostnadsprissättning för monopol är således ett substitut till prisbildningsprocesser på en fri marknad. Den resursfördelning som konkurrensen vanligen kan åstadkomma på en fri marknad kan marginalkostnadsprissättning åstadkomma på en marknad med monopol.

Importerad energi

För energi som importeras till Sverige är det importpriserna som är de relevanta priserna oavsett om dessa hos de utländska producenterna prissatts enligt kortsiktig marginalkostnad eller ej. Det senare är irrelevant ur svensk synvinkel. För Sverige är det importpriserna som avgör den uppoffring i

form av export som krävs för att tillgodose en viss energiimport. Om importpriserna stiger med importerad kvantitet är det även här importpriset för de sista enheterna som är det riktiga energipriset, dvs. marginalkostnaden för Sveriges import. Om t. ex. en del av oljeimporten kan ske till låga priser medan den återstående delen av behovet måste tillgodoses genom inköp till högt pris är det det sistnämnda priset som är det ur samhällets synvinkel riktiga priset på olja. Det är kostnaden för den dyraste oljan som speglar den extra uppoffring på exportsidan som landet tvingas till för att betala den sista delen av oljeimporten.

4.3.8 *Investering och prissättning*

Prissättningen på energi har här diskuterats utifrån det primära syftet att erhålla en god hushållning med existerande produktionsresurser. Antingen produktionskapaciteten är optimal, "för stor" eller "för liten" kan syftet uppnås med hjälp av en prissättning baserad på kortsiktiga marginalkostnader. I ett längre perspektiv är det givetvis också önskvärt med en samhällsekonomiskt optimal utveckling av produktionskapaciteten. Detta kräver samhällsekonomiska investeringskalkyler som underlag. En djupare och mera detaljerad analys av samhällsekonomisk kalkylmetodik ligger emellertid utanför denna utrednings syfte.[1] Vi vill emellertid understryka vikten av att skilja mellan en optimal kapacitetsexpansion baserad på samhällsekonomiska investeringskriterier och ett optimalt utnyttjande av befintlig kapacitet som kan uppnås genom samhällsekonomiska prissättningsprinciper (marginalkostnadsprissättning).[2]

Denna betoning av vikten av att skilja mellan prissättningsproblem och investeringsproblem kan lätt ge intrycket av att något samband mellan investeringar och prissättning inte existerar. Det är två aspekter som är viktiga.

1. En investeringskalkyl måste alltid baseras på en bedömning av konsumenternas framtida betalningsvilja. Det är alltså den framtida prisnivån, eller efterfrågan vid en viss prisnivå, som måste ligga till grund för en investeringskalkyl. Dagens prisnivå kommer således inte direkt in i investeirngskalkylen (mer än som en bas för prognoser om framtida efterfrågan) och påverkar ej direkt kapacitetsexpansionen. Däremot kan dagens prisnivå ge en uppfattning om lönsamheten av en ytterligare kapacitetsexpansion. Om den aktuella jämviktsprisnivån är högre än långsiktig marginalkostnad och om efterfrågan inte förväntas sjunka tyder detta på att en ytterligare utbyggnad av kapaciteten är lönsam och vice versa. Pris lika med långsiktig marginalkostnad leder i detta fall till att efterfrågan stimuleras utöver vad som är optimalt och konsumenterna riskerar antingen att hamna i en ransoneringssituation eller erhåller på kort sikt energi till priser som understiger de kortsiktiga marginalkostnaderna.
2. Dagens prisnivå är ett resultat av den historiska kapacitetsexpansionen. Med de långa planerings- och byggnadstider som gäller för anläggningar inom energiområdet är det svårt att uppnå en optimal kapacitetsexpansion. Om förväntningarna på den framtida efterfrågeutvecklingen slagit fel och resulterat i överkapacitet leder detta till en prisnivå som ej förräntar de gjorda investeringarna. Om däremot efterfrågeutvecklingen underskattas blir resultatet en hög prisnivå, om ransonering eller risk för detta skall kunna undvikas, och en högre lönsamhet för investeringen än som beräknats. Ur denna synvinkel finner vi alltså ett klart samband mellan investeringar och prissättning.

[1] Se Andersson R. och Bohm P. Riktlinjer för samhällsekonomisk utvärdering av energiprojekt. NE 1981:12.

[2] Hjalmarsson L. Utg, Energi och samhällsekonomi, Liber läromedel Lund 1979.

Pris lika med långsiktig marginalkostnad baserat på en maximering av nuvärdet av planerade byggnadsprojekt bör således användas som ett investeringskriterium. Däremot lämpar sig sällan långsiktig marginalkostnad som bas för aktuell prissättning. Den totala kapaciteten bör utvidgas genom nyinvesteringar om det under året genomsnittliga energipriset förväntas överstiga den långsiktiga marginalkostnaden från och med den tidpunkt en ny anläggning kan stå färdig. I motsatt fall bör en utbyggnad inte ske. Ett långsiktigt optimum karakteriseras därför av att det under året genomsnittliga priset på energi ligger på nivån för långsiktig marginalkostnad, eftersom en sådan kapacitetsexpansion alltid ger ett högre nuvärde än alla alternativa utbyggnadsplaner. Svårigheterna att uppnå detta optimum är betydande p. g. a. de långa planerings- och byggtider som oftast gäller för energianläggningar.

En ökad efterfrågan på ledningsbunden energi, t. ex. elenergi, uppfattas ofta som en signal till utökning av kapaciteten. Med vårt synsätt är detta således inte den naturliga slutsatsen, eftersom kapacitetsökningar måste baseras på investeringskalkyler och lönsamhet. Om efterfrågan, vid en given prisnivå, ökar är detta i första hand en signal om att priset bör höjas för att bevara en oförändrad leveranssäkerhet. Om avståndet mellan den under året genomsnittliga prisnivån och kostnaderna för en ny kapacitet är stort kan priset behöva stiga kontinuerligt under en längre tidsperiod i takt med ökningen i efterfrågan. Först när det under året genomsnittliga energipriset kan förväntas överstiga den långsiktiga marginalkostnaden vid den tidpunkten en ny anläggning kan stå färdig är en utökning av kapaciteten motiverad.

4.4 Jämförelse mellan olika prissättningsprinciper

4.4.1 *Pris enligt självkostnad (medelkostnad) jämfört med kortsiktig marginalkostnad*

Ett ofta framfört motiv för självkostnadsprissättning är att det innebär en rättvis prissättning med ett klart kostnadsansvar mot konsumenterna.

Om självkostnadsprissättning betraktas som en rättvis prissättning så är det utifrån en mycket begränsad synvinkel: ett (beroende på avskrivningsprinciper varierande) sätt att fördela historiska kapitalkostnader på. Marginalkostnadsprissättningen kan ur andra synvinklar uppfattas mera rättvis så tillvida att varje konsument betalar för värdet av de resurser som konsumtionen av de sista enheterna förorsakar samhället, vilket är lika med värdet av den besparing som uppstår för samhället om konsumenten genom besparingar sänker sin konsumtion något.

I ett mera långsiktigt perspektiv leder en prissättning enligt självkostnad till oklara effekter. Å ena sidan uppstår svårigheter att bedöma den långsiktiga efterfrågeutvecklingen och betalningsviljan för ny produktionskapacitet. Om det prognostiserade behovet av ny kapacitet är baserat på en jämförelse mellan genomsnittspriset under året och genomsnittskostnaden för den nya kapaciteten kan en prissättning enligt självkostnad leda till en alltför långsam investeringsutveckling. Å andra sidan leder den lägre prisnivån till en högre nivå på efterfrågan, varför de totala effekterna av självkostnadsprissättning är svårbedömda. Svårigheterna att uppnå en op-

timal kapacitetsexpansion torde således vara betydande.

I en sektor med långsiktigt stigande enhetskostnader och där den kortsiktiga marginalkostnaden överstiger självkostnaden innebär självkostnadsprissättningen:

1. En ineffektiv hushållning med resurser. (Billig el eller värme produceras t. ex. med dyr olja).
2. En subventionering av priset och en stimulering av konsumtionen på bekostnad av investeringar eller offentlig konsumtion.
3. På lång sikt uppstår svårigheter att uppnå en optimal kapacitetsexpansion.

4.4.2 *Tariffnivå enligt självkostnad (medelkostnad) jämfört med kortsiktig marginalkostnad*

Genom en uppdelning av självkostnaden i en rörlig energiavgift på nivån för marginalkostnaden och övriga tariffelement kan de största nackdelarna med en prissättning enligt självkostnad i stor utsträckning elimineras. Via den med hänsyn till marginalkostnaderna riktiga energiavgiften får konsumenterna korrekt information om den relativa knappheten på energi. Kvar står de snedvridningseffekter på resursfördelningen i samhället som kan uppstå på grund av de fasta avgifterna om dessa överstiger kostnaderna för mätning och debitering. De effektivitetsförluster som här uppstår torde emellertid vara av mindre betydelse, vilket mera utförligt diskuteras i avsnitt 4.6.3. Om de fasta avgifterna enbart täcker mät- och debiteringskostnaderna finns intet att invända.

4.4.3 *Pris och tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad jämfört med kortsiktig marginalkostnad*

Pris eller tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad motiveras också ofta utifrån såväl effektivitetskrav och finansiella krav som rättvisekrav. Detta kan uttryckas som att konsumenterna skall betala vad det kostar att bygga ut ny kapacitet. I en viss betydelse är detta riktigt: vid en i varje ögonblick optimal kapacitetsexpansion kommer prisnivån att ligga på nivån för långsiktig marginalkostnad, eftersom kortsiktig och långsiktig marginalkostnad då sammanfaller. Jämför också diskussionen i avsnitt 4.3.7 och 4.6.6.

Anläggningar för produktion och distribution inom energiområdet karakteriseras av att de ofta är mycket stora och odelbara och har lång livslängd. Vid utbyggnad av ny kapacitet förekommer ofta betydande stordriftsfördelar för kraftverk och stamlinjenät. Samtidigt som investeringskostnaderna för nya kraftverk är högre karakteriseras investeringarna i nya kraftverk av irreversibilitet. Innebörden av detta är, att när väl produktionsresurser bundits i form av exempelvis ett vattenkraftverk eller kärnkraftsblock. är det i praktiken omöjligt att överföra dem till annan användning eller lokalisering.

Irreversibilitet innebär också, att det inte är möjligt att perfekt anpassa en befintlig produktionskapacitet efter krympande eller fluktuerande efterfrågan t. ex. på elkraft; den är odelbar. Resurser som satsats på en kapacitetsutbyggnad representerar i allt väsentligt gjorda investeringar som ej kan återvinnas. Frågan blir då hur man bäst skall kunna utnyttja de befintliga anläggningarna.

Den långsiktiga marginalkostnaden saknar relevans för en prissättning

som syftar till att uppnå en på kort sikt samhällsekonomiskt effektiv resursanvändning, såvida ej de långsiktiga och kortsiktiga marginalkostnaderna sammanfaller. Som ovan betonats är det den kortsiktiga marginalkostnaden som prissättningen skall baseras på. Detta gäller oberoende av om man har ett optimalt dimensionerat kraftsystem eller ej.

Vid en effektiv dimensionering av produktionssystemet kommer den framtida prisnivån att som ett genomsnitt över tiden motsvara den långsiktiga marginalkostnaden. Emellertid kan ett pris bestämt utifrån en långsiktig marginalkostnad vid varje given tidpunkt avvika från det effektiva priset.

Genom en uppdelning av priset i en energiavgift och fasta avgifter reduceras också i detta fall de snedvridningseffekter som en prissättning enligt långsiktig marginalkostnad kan ge upphov till.

Är då den långsiktiga marginalkostnaden fullständigt irrelevant för prissättning och tariffnivå? Prissättning är i grunden en fråga om vilken information man vill förmedla till konsumenterna till grund för deras handlande. I vissa fall kan det vara information om den långsiktiga kostnadsutvecklingen, i andra fall de kortsiktiga marginalkostnaderna. Ofta rör det sig om både och. Eftersom vi i Sverige har god tillgång på elproduktionskapacitet med låga rörliga kostnader men med förväntningar om betydligt högre långsiktiga kostnader mot slutet av seklet är det angeläget att informera om både de kortsiktiga marginalkostnaderna och den långsiktiga kostnadsutvecklingen för elenergi för att både uppnå ett effektivt utnyttjande av existerande produktionskapacitet och förmedla korrekt underlag för långsiktiga investeringskalkyler. En prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad i kombination med prognoser om den framtida prisutvecklingen på elenergi torde här utgöra den bästa lösningen, vilket mera utförligt diskuteras i avsnitt 4.6.6.

Om däremot informationen *endast* kan förmedlas via det aktuella elpriset och eltarifferna eller om prisprognoser ej kan förväntas påverka de långsiktiga investeringsbesluten på ett korrekt sätt uppstår här en avvägning mellan ett effektivt kapacitetsutnyttjande på kort sikt och långsiktig effektivitet i resursfördelningen. Under sådana omständigheter skulle en energiavgift enligt kortsiktig marginalkostnad i kombination med en tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad kunna utgöra en lämplig utformning av tariffnivån.

Ett annat argument för prissättning eller tariffnivå enligt långsiktig marginalkostnad har varit att en sådan säkrar full kostnadstäckning till skillnad från en prissättning efter kortsiktig marginalkostnad. Möjligheten att täcka samtliga kostnader är direkt beroende av kostnadsstrukturen inom produktion och distribution. Om den långsiktiga marginalkostnaden för produktion och distribution är konstant, uppnås precis full kostnadstäckning. Om den långsiktiga marginalkostnaden är stigande, erhålls ett finansiellt överskott. Eftersom prisnivån stiger för varje ny anläggning som byggs går de tidigare byggda anläggningarna med allt större överskott. Vinsterna från vattenkraften stiger i Sverige i takt med att kostnaderna stiger vid nyproduktionen av kärnkraftverk. Om slutligen den långsiktiga marginalkostnaden är fallande, blir resultatet ett finansiellt underskott. En prissättning eller prisnivå enligt långsiktig marginalkostnad säkrar således inte en full kostandstäckning.

Under perioder med för låg kapacitet kommer pris eller prisnivå enligt kortsiktig marginalkostnad att medföra ett högre täckningsbidrag och under perioder med överkapacitet ett lägre täckningsbidrag än vid en prissättning efter långsiktig marginalkostnad. Skillnader i finansiellt utfall bör dock för en längre period inte bli särskilt stora, såvitt man inte, vid given nivå på leveranssäkerheten och reservkapaciteten, tillämpar felaktiga investeringskriterier som t. ex. medför att ett konstant överdimensionerat produktionssystem uppkommer. Huruvida full kostnadstäckning kan uppnås beror fortfarande på om utbyggnadskostnaderna stiger eller faller.

En annan variant av detta argument mot prissättning efter kortsiktig marginalkostnad, och för prissättning enligt långsiktig marginalkostnad, är att en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad leder till för låga priser, en alltför stor efterfrågan och alltför stor utbyggnad av nya kraftverk eller värmeverk. En utbyggnad av el eller värmeproduktionskapaciteten som medför en konstant överkapacitet innebär givetvis ett slöseri med knappa investeringsresurser. Orsaken till denna överkapacitet är emellertid inte en felaktig prissättning utan felaktiga investeringskriterier eller felslagna förväntningar. Om det pris som krävs för att få utbud och efterfrågan på energi att överensstämma är lägre än vad det kostar att expandera produktionskapaciteten, dvs. lägre än den långsiktiga marginalkostnaden, så är detta inte ett tecken på att priserna är för låga utan ett tecken på att själva produktionskapaciteten är för stor. Under sådana omständigheter är det optimalt att vänta med den vidare utbyggnaden av nya kraftverk eller värmeverk till jämviktspriset för energi uppnått en sådan nivå att priset motsvarar kostnaderna för att bygga ut och ta i anspråk ny kapacitet. En jämförelse mellan jämviktspriset på energi vid tidpunkten för ianspråktagande av ny kapacitet och långsiktig marginalkostnad kan således användas som kriterium för att avgöra om produktionskapaciteten bör expanderas.

Den grundläggande orsaken till det felaktiga argumentet mot marginalkostnadsprissättning kan vara en missuppfattning av denna prissättningsprincips innebörd. Man stöter ofta på uppfattningen att en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad alltid innebär att priset motsvarar den rörliga kostnaden i verksamheten. Som vi har betonat ovan gäller detta endast vid överkapacitet. I det normala fallet innehåller den samhällsekonomiska marginalkostnaden också en kapacitetskostnad som måste adderas till den rörliga kostnaden för att jämvikt mellan utbud och efterfrågan skall erhållas. Samma missuppfattning ligger bakom följande argument:

Vid en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad kommer en gasturbin aldrig att få sina kapitalkostnader täckta.

Om gasturbiner med höga rörliga kostnader (i dag över 50 öre/kWh) används i det svenska produktionssystemet för att tillfredsställa efterfrågan på elenergi under extrema högbelastningsperioder så innebär en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad ändå inte att priset aldrig skulle överstiga den rörliga kostnaden för gasturbiner. Tvärtom – om en korrekt investeringskalkyl gjorts för investeringen och förväntningarna om efterfrågeutveckling och betalningsvillighet infriats, måste jämviktspriset periodvis överstiga den rörliga kostnaden för gasturbiner. Eljest har investeringskalkylen för gasturbinen baserats på en felaktig uppfattning om konsumenternas betalningsvillighet under högbelastningsperioder. Det sannolika är givetvis att vid en perfekt prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad skulle det

visa sig att priskänsligheten under högbelastning är så stor att en gasturbin aldrig skulle behöva utnyttjas annat än som reservkapacitet.

4.4.4 *Samband mellan tariffnivå, prissättningsprinciper och investeringskriterier*

Syftet med detta avsnitt är att diskutera vad som bestämmer nivå och utveckling av tarifferna för ledningsbunden energi, främst elenergi, men också i någon mån fjärrvärme och gas. Analysen gäller inte prisutvecklingen på energiråvarorna, olja, kol och uran.

Ett vanligt argument är att en prissättning enligt genomsnittskostnad leder till en lägre prisnivå och långsammare prisutveckling på elenergi och fjärrvärme än en prissättning enligt kortsiktig eller långsiktig marginalkostnad. Som generellt påstående är detta argument ej hållbart. Låt oss skilja mellan två olika fall när det gäller omfattningen av den existerande produktionskapaciteten:

1. God tillgång på produktionskapacitet med låga rörliga kostnader
2. Dålig tillgång på produktionskapacitet med låga rörliga kostnader men eventuellt viss ytterligare kapacitet med höga rörliga kostnader.

Vi bör dessutom skilja mellan tre olika fall när det gäller kostnaderna för den framtida kapacitetsexpansionen:

1. Långsiktigt stigande genomsnittskostnader
2. Långsiktigt fallande genomsnittskostnader
3. Långsiktigt konstanta genomsnittskostnader

Vid en god tillgång på produktionskapacitet med låga rörliga kostnader kommer en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad att leda till en lägre prisnivå än vad som motsvarar genomsnittskostnaden.

Om däremot tillgången på produktionskapacitet med låga rörliga kostnader är starkt begränsad i förhållande till efterfrågan kommer en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad att leda till en prisnivå som kan överstiga genomsnittskostnaden, i vissa fall mycket kraftigt. Om man nu vill hålla nere prisnivån på elenergi kan man då åstadkomma detta genom att övergå från prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad till prissättning enligt genomsnittskostnad? Svaret beror på omfattningen av den reservkapacitet med högre rörliga kostnader som finns tillgänglig i systemet. Om denna reservkapacitet är omfattande kan elenergin i varje fall under en begränsad period subventioneras. Konkret kan det innebära att el produceras med insats av dyr olja och gas för att sedan säljas billigt till konsumenterna. Speciellt efter den första oljekrisen 1973/74 uppstod denna situation i många länder och kvarstår i vissa fall även idag.

Vid en begränsad tillgång på reservkapacitet som i ett rent vattenkraftssystem med begränsade lagringsmöjligheter, är möjligheterna att subventionera elpriserna genom byte av prissättningsprincip från kortsiktig marginalkostnad (som i detta fall är ett rent jämviktspris) till genomsnittskostnad begränsade. Om priset sänks under den kortsiktiga marginalkostnaden reduceras leveranssäkerheten för att slutligen övergå till en ren ransoneringssituation. Möjligheterna att kortsiktigt subventionera elpriserna beror alltså på omfattningen av reservkapaciteten i systemet och de krav man har på leveranssäkerhet.

Prissättning enligt långsiktig marginalkostnad kan både sammanfalla med, överstiga eller understiga prisnivån vid prissättning enligt genomsnittskostnad beroende på om den långsiktiga marginalkostnaden för utbyggnad är konstant, stigande respektive fallande.

Medan prissättningsprinciperna i vissa fall kan påverka prisnivån på kort sikt är det investeringsprinciperna som framför allt bestämmer den långsiktiga prisutvecklingen. Nivån på kalkylräntan är här av stor betydelse. Kalkylräntan har som en viktig funktion att skilja de lönsamma investeringsprojekten från de olönsamma. En låg kalkylränta innebär att flera projekt passerar gränsen för lönsamhet jämfört med det antal projekt som blir lönsamma vid en hög kalkylränta. (Detta gäller under förutsättning att projekten har låga miljökostnader eller att miljökostnaderna ej ingår i kalkylen.) En låg kalkylränta kommer således att leda till en relativt snabb kapacitetsexpansion. Denna större kapacitet kräver en lägre energiavgift för att efterfrågas fullt ut.

En låg kalkylränta innebär emellertid också att lönsamheten av investeringar i energisparåtgärder ökar. Samtidigt reduceras lönsamheten av energisparande något av den lägre prisnivå som uppstår på grund av den snabbare kapacitetsexpansionen på tillförselsidan och den av besparingarna reducerade efterfrågan.

En låg kalkylränta har alltså en dämpande effekt på prisutvecklingen.

Miljökostnader och kalkylränta

Ett hänsynstagande till miljökostnader kan emellertid förändra denna slutsats. Effekterna på miljön av investeringar inom energiområdet är ofta av mycket långsiktig och ibland irreversibel natur. Dessutom kan man förvänta sig att människornas värdering av en oförstörd miljö förändras över tiden. Vanligen ökar efterfrågan på en bättre miljö när inkomsterna stiger. I en långsiktig investeringskalkyl innebär detta att miljökostnaderna stiger över tiden. En sänkning av kalkylräntan innebär då att de till nuvärde diskonterade kostnaderna för projekten stiger på grund av de stigande miljökostnaderna samtidigt som också de till nuvärde diskonterade intäkterna stiger. Nettoeffekten på projektens nuvärde av en sänkt kalkylränta är således ej längre entydig. Om miljökostnaderna är av stor betydelse kan en sänkning av kalkylräntan innebära att ett färre antal projekt blir lönsamma vilket leder till en långsammare kapacitetsexpansion och därmed en högre prisnivå i framtiden.

Projekt inom energiområdet leder ofta till effekter på miljön som är mer eller mindre irreversibla, dvs. en inverkan på miljön som är omöjlig eller åtminstone dyr, tidskrävande och svår att återställa. Detta är fallet vid t. ex. lokalisering av kraftverk och vattenkraftsutbyggnader där karaktären av stora områden påtagligt förändras. Förbrukningen av icke-förnybara naturresurser t. ex. olja är andra exempel på irreversibla processer. Om ett projekt med irreversibla effekter genomförs får detta konsekvenser för all framtid. Miljövärdet försvinner. Om projektet inte genomförs har man fortfarande möjlighet att i framtiden utnyttja miljövärdet. Man har valfriheten kvar. Detta innebär, att man skall tillskriva valet att inte genomföra projektet ett värde i sig, ett valfrihetsvärde (option value), eftersom man därmed bevarar valfriheten av att i framtiden utnyttja den av projektet hotade miljön på ett annat sätt.[1]

[1] Se Andersson R. och Bohm P. Riktlinjer för samhällsekonomisk utvärdering av energiprojekt. N.E. 1981:12.

Miljökostnadernas stora betydelse inom energiområdet understryker vikten av korrekta samhällsekonomiska investeringskalkyler som underlag för investeirngsbeslut och avvägningar mellan olika energikällor.

På lång sikt finns således möjligheter att styra prisutvecklingen på ledningsbunden energi genom att tillämpa en viss nivå på kalkylräntan för investeringar inom energisektorn. Samtidigt påverkas emellertid den totala fördelningen av investeringsresurserna i ekonomin mellan olika sektorer. Nivån på kalkylräntan avgör vilka investeringsprojekt som skall betraktas som lönsamma och vilka som skall betraktas som olönsamma. Lönsamma projekt har ett positivt nuvärde när kalkylräntan utnyttjas som diskonteringsänta medan det omvända gäller för olönsamma projekt. För de projekt som ligger på marginalen mellan att vara lönsamma och icke lönsamma sammanfaller kalkylräntan med projektens internränta.

Den generella principen för att fastställa kalkylräntan i offentlig verksamhet är att den skall avspegla den avkastning som investeringsresurserna skulle fått i alternativ användning, dvs. avkastningen på de projekt som trängs ut av offentliga projekt eller värdet av den konsumtion som "trängs ut" av investeringsprojekten. Om de offentliga investeringarna går ut över privat konsumtion bör kalkylräntan avspegla den räntekompensation som de privata konsumenterna kräver för att förskjuta konsumtion idag till konsumtion i framtiden. Om det är privata investeringar som trängs ut är det avkastningen på privat kapital som bör vara normgivande för den offentliga kalkylräntan. Det normala är väl att offentliga investeringar sker på bekostnad av både privat konsumtion och privata investeringar. Då bör kalkylräntan för investeringar inom den offentliga sektorn utgöra ett vägt genomsnitt av räntekompensationen för uppskjutandet av privat konsumtion och avkastningen på privata investeringar. En djupare analys av investeringsproblematiken ligger emellertid utanför ramen för denna utredning.

Ofta hör man, i den energipolitiska debatten, klagomål på energipriserna. Elpriserna anklagas ofta för att vara för låga, kraftbolagen påstås sälja el till realisationspriser osv. Värmeverken anklagas ibland också för att med för låga fjärrvärmepriser subventionera fjärrvärmen och därigenom missgynna elvärmen. Kritiken kan i vissa fall vara berättigad, men det kritiken vanligen bör rikta sig mot är primärt inte energipriserna utan storleken på den produktionskapacitet som kräver en viss prisnivå för att utnyttjas effektivt. Det är med andra ord de investeringskriterier som utnyttjas, kanske främst nivån på kalkylräntan, som bör kritiseras eftersom det är investeringskriterierna som bestämmer kapacitetsexpansionen och därmed den prisnivå som krävs för ett effektivt utnyttjande av den resulterande kapaciteten. Att kräva energipriser högre än marginalkostnaderna innebär förslag om att inte utnyttja energiproduktionsresurser som saknar alternativ användning.

Finansiering och prissättning

Vid sidan av prissättningsprinciper och investeringskriterier kan också finansieringsförhållandena vara av stor betydelse för prisutvecklingen på producerad och ledningsbunden energi. Begränsade finansieringsmöjligheter

kan innebära att en högre nivå på kalkylräntan måste tillämpas vilket leder till en relativt sett långsammare kapacitetsexpansion och därmed framtida högre prisnivå än vid gynnsammare finansieringsbetingelser och lägre kalkylränta. Alternativt kan det innebära att en stor del av kapitalkostnaderna för projektet måste täckas under de första åren vilket ger en relativt hög prisnivå som resultat under ett initialskede av en utbyggnad. Alternativtaxan inom fjärrvärmeområdet i Sverige är ett exempel på detta. Den är avsedd att utnyttjas i ett inledningsskede av en fjärrvärmeutbyggnad då verksamheten belastas med höga finansieringskostnader och självfinansieringsgraden är låg.

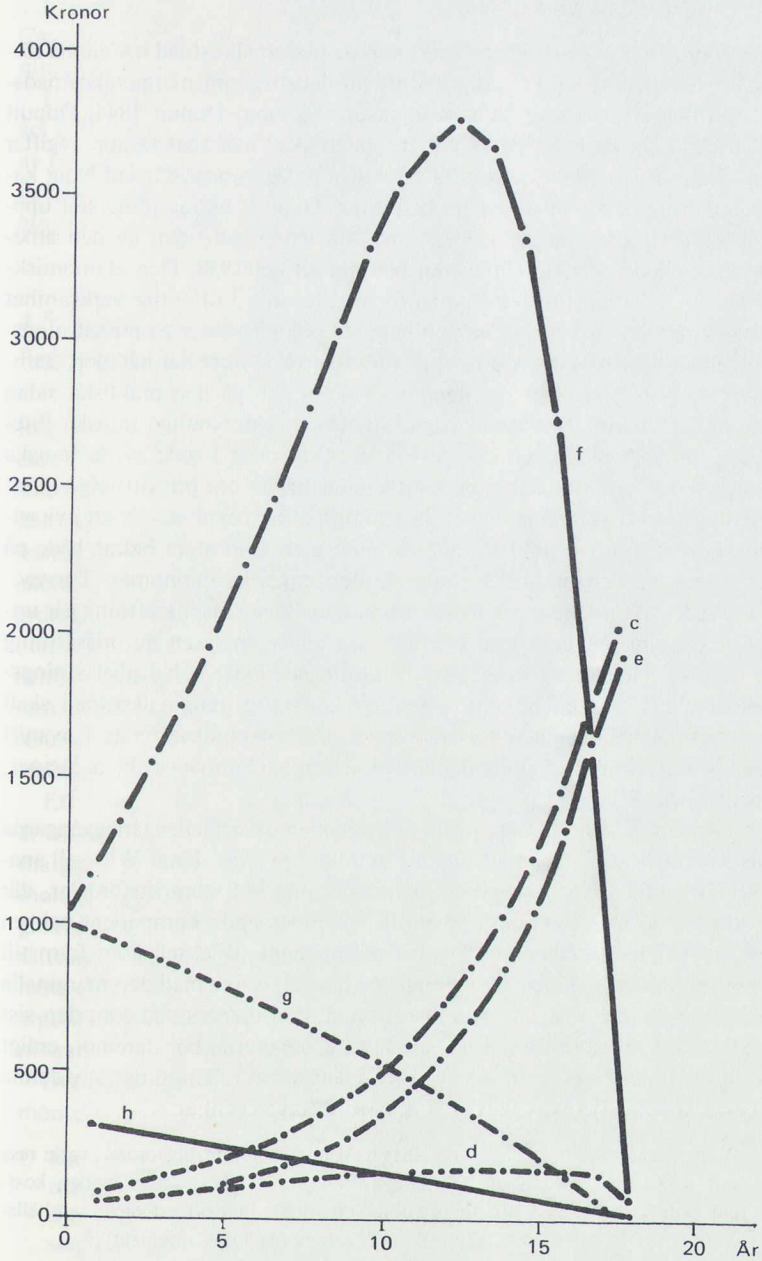
Graden av självfinansiering torde vara en viktig faktor för prisnivåns utveckling i en bransch med så långsiktiga investeringar som energiomvandlingssektorn. Om en hög grad av självfinansiering måste ske till priset av höga fasta avgifter innebär detta en högre prisnivå idag. Å andra sidan innebär en hög grad av självfinansiering i allmänhet lägre lånekostnader under de första åren av ett projekt med dämpande effekt på prisnivån. Speciellt under perioder med hög inflationstakt och med den struktur på lånemarknaden vi har i Sverige är ofta en hög grad av självfinansiering en nödvändig förutsättning för att en viss nivå, ex 4 procent, på den reala kalkylräntan skall kunna upprätthållas. Alternativet är någon form av långsiktiga reallån som bättre svarar mot anläggningarnas livslängd och depricieringstakt än de nominella och relativt kortsiktiga lån som står till buds idag.

Finansieringsproblemet under stark inflation kan belysas med en figur som illustrerar utvecklingen av ett annuitetslån med värdebeständig annuitet under 20 procent inflation, 5 procent ränta och 20 års löptid. Som vi ser innebär denna typ av reallån låga kostnader för räntor och amorteringar under de första betydelsefulla åren och att låntagaren lånar till räntorna (jämför paritetslånen på bostadssidan), dvs. det nominella lånebeloppet stiger under 10–15 år för att sedan sjunka. I reala termer, dvs. i fast penningvärde, är emellertid lånekostnaden (ränta och amortering) lika stor under hela perioden.

Denna typ av reallån kan jämföras med ett vanligt amorteringslån där 5 procent av lånebeloppet amorteras varje år och där räntan uppgår till 25 procent. Lånekostnaderna beskrivs av kurvan h i figuren. Jämfört med det värdebeständiga annuitetslånet, kurvan c, innebär det vanliga nominella lånet en betydligt högre lånekostnad under de 5 första åren av anläggningens livslängd.

Speciellt under perioder med hög inflationstakt bör således också finansieringsproblemen uppmärksammas. En bristfälligt fungerande kapitalmarknad kan förhindra en effektiv inesteringsutveckling.

Vi har i diskussionen om prissättning och investering sett på prissättningen som ett medel att erhålla ett optimalt utnyttjande av existerande produktionsresurser medan det krävs andra styrmedel i form av samhällsekonomiska investeringskriterier för att åstadkomma en optimal förändring av energiproduktionssystemet över tiden. Ur denna synvinkel ser vi på prissättning och investering som från varandra isolerade problem. Å andra sidan har vi i praktiken krav på självfinansiering, på grund av bristfälligt fungerande kapitalmarknader och andra institutionellt betingade förhållanden,



Figur 4.5 Annuitetslån med värdebeständig annuitet och återstående kapitalskuld. (Ursprungligt lånebelopp 1 000 kronor, ursprunglig annuitet 8,024 procent, räntefot 5 procent. Årlig indexhöjning 20 procent.) c annuitet, d ränta, e amortering, f återstående kapitalskuld, g återstående kapitalskuld i ursprungligt penningvärde, h amortering och ränta för lån med 25 % ränta och 50 kr i amortering per år.

som ger upphov till en viss koppling mellan prissättning och investeringar. Finansieringsproblemen kan under vissa förutsättningar komma i konflikt med en effektiv prissättning. Lösningen på denna målkonflikt är i första hand en översyn och anpassning av finansieringsformerna inom energisektorn. Den "näst bästa" lösningen på detta problem, modifierad marginalkostnadsprissättning, diskuteras i avsnitt 4.6.3.

4.4.5 *En historisk tillbakablick*

Principerna om prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad har gamla rötter i ekonomisk teori. Ett tidigt bidrag till debatten om marginalkostnadsprissättning är en artikel av den franske ingenjören Dupuit 1844. Dupuit utvecklar i sin artikel argumentet att staten skall avstå att ta upp avgifter för nyttjandet av broar och andra offentliga anläggningar där vid ledig kapacitet, marginalkostnaderna är obefintliga. Dupuits bidrag rönte stor uppmärksamhet och vidareutvecklades på den teoretiska sidan av den amerikanske ekonomen Hotelling i en berömd artikel 1938. Den ekonomiskteoretiska debatten om principerna för prissättning i offentlig verksamhet har senare vidareutvecklats och en lång rad olika aspekter på prissättningsproblemen har analyserats. Inte minst franska ekonomer har här gjort framstående insatser både på den teoretiska sidan och på den praktiska sidan genom att tillämpa marginalkostnadsdoktrinen i de statliga franska företagen, företrädesvis Electricité de France. Den mest kände av de franska ekonomerna är Boiteux som bl. a. behandlat frågan om prissättningen i ett offentligt monopolföretag, vars prissättningspolitik begränsas av ett avkastningskrav. En annan framstående ekonom som gjort stora bidrag både på det teoretiska och praktiska planet är den engelske ekonomen Turvey.

Ett speciellt område inom teorin för marginalkostnadsprissättning går under beteckningen "peak-load pricing" och gäller analysen av prissättning på framför allt elenergi under högbelastningsperioder och lågbelastningsperioder, dvs. hur en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad skall utformas då belastningen varierar under året vilket diskuterats i avsnitt 4.3.7 ovan. Viktiga bidrag till denna diskussion har lämnats av bl. a. Steiner, Turvey och Williamson.[1]

Vid sidan av den internationella diskussionen utvecklades tankegångarna om marginalkostnadsprissättning också tidigt i Sverige. Knut Wicksell analyserade redan 1896 principerna för prissättning vid stordriftsfördelar, där kostnaderna kan delas upp i en rörlig volymberoende komponent och en fast, av volymen oberoende, kostnadskomponent. Wicksell kom fram till att priset för den producerade nyttigheten bör sättas lika med den marginella rörliga kostnaden, eller annorlunda uttryckt, den merkostnad som den sist producerade enheten förorsakar. De fasta kostnaderna bör däremot, enligt Wicksell, finansieras skattevägen. Wicksell anser att tillämpningen av denna prissättningsregel är en viktig, samhällelig angelägenhet:

- "Varje brev, varje telegram, varje järnvägskolli som förblir obefordrat, varje resa som uraktlåtes, emedan man för ifrågavarande tjänst begär mer än den kostnadsökning som den i och för sig föranlett, utgör faktiskt ett olöst samhällsekonomiskt problem, som skulle kunna och borde lösas rationellt".[2]

Marginalkostnadsprincipen kom också tidigt till uttryck i en artikel av Gustav Cassel 1900. Till skillnad från Wicksell förkastar Cassel idén att finansiera eventuella underskott vid marginalkostnadsprissättning skattevägen. Cassel förordar istället en modifiering av marginalkostnadsregeln så att kravet på full kostnadstäckning uppnås. Cassels lösning bygger på prisdifferentiering. Konsumentgrupper med låg priskänslighet bör betala högre pris än de med hög priskänslighet.

[1] Se t. ex. Williamson O.E. Peak-Load pricing. American Economic Review 1966.

[2] Wicksell K. Finanztheoretische Untersuchungen Jena 1896 s. 127.

Erik Lindahl tar i sin doktorsavhandling 1919 upp såväl Wicksells som Cassels användning av marginalkostnaden som utgångspunkt för prissättningen.

Lindahl kom senare – bl. a. genom sitt arbete med 1938 års och 1948 års järnvägskostnadsutredningar – att medverka till en praktisk tillämpning av marginalkostnadsprissättningstankegångarna. Man kan alltså speciellt när det gäller järnvägstaxeområdet tala om en relativt självständig svensk marginalkostnadstradition.

4.5 Modifierad marginalkostnadsprissättning – "näst-bästa"-lösningar

Regeln om marginalkostnadsprissättning gäller för en perfekt marknadsekonomi. För att den sammanlagda realinkomsten i ett land skall bli så stor som tillgängliga resurser medger krävs att alla priser stämmer överens med vad den sist producerade enheten av varje vara kostar samhället att framställa. Om vi har sådana priser på alla varor kallas detta ett samhällsekonomiskt effektivt läge eller first best optimum. Detta är den teoretiska grunden för argumentet om en prissättning enligt kortsiktig samhällsekonomisk marginalkostnad. Genom att tillämpa denna regel får varje konsument information om vad hans egen konsumtion faktiskt kostar hela samhället. Var och en kan då själv avgöra om just denna användning av resursen är den allra bästa. Är utgångsläget däremot inte effektivt kan förändringar vidtas, som ökar hushållens sammanlagda realinkomst.

Ett vanligt argument mot prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad är att denna bara leder till en god hushållning om priserna är lika med marginalkostnaderna också inom alla övriga delar av ekonomin. Om t. ex. monopolistisk prissättning eller skatter leder till priser överstigande marginalkostnaderna i övriga delar av ekonomin kan detta motivera att prissättningen för det offentliga företaget modifieras så att priset justeras, ofta men ej alltid, över marginalkostnaden. Den teoretiska grunden för detta argument är den s. k. second best-teorin eller teorin om den näst-bästa lösningen.

Det finns åtminstone två allvarliga invändningar mot "näst-bästa-argumentet":

1. För det första kan det hävdas att myndigheterna i största möjliga utsträckning bör försöka genomföra en politik som korrigerar de snedvridningar och skevheter som finns i ekonomin. Näst-bästa-argumentet tar tvärtemot dessa snedvridningar som givna och anpassar reglerna för hushållningen med resurser efter dessa. En paradoxal konsekvens av detta är att om myndigheterna vid en senare tidpunkt försöker att rätta till andra skevheter i ekonomin, kan det argumenteras mot detta med stöd i näst-bästa-argumentet och det faktum att de offentliga resursfördelningsprinciperna inte är konsistenta med kriteriet för bästa lösning.
2. Den andra invändningen mot näst-bästa-argumentet är att det inte är så lätt att klarlägga i vilken riktning, uppåt eller nedåt, som en justering av priset bör ske för att omsätta de teoretiska resultaten i praktisk prispolitik. Teorin för korrigering av priset vid avvikelse mellan pris och marginalkostnad inom andra områden är relativt komplicerad och dessutom visar det sig att avvikelsens riktning beror

på ett stort antal variabler som det krävs empirisk kunskap om. Denna empiriska kunskap saknas vanligen. Den slutsats som därför dras av praktiskt inriktade välfärdsteoretiker, som t. ex. Turvey, är att arbeta sig fram sektor för sektor för att få till stånd riktiga priser utan att ta hänsyn till eventuella avvikelser mellan priser och marginalkostnader inom andra sektorer.

Det kan också existera andra målsättningar än bästa möjliga hushållning med resurser t. ex. ett ökat energisparande, stimulans av förnybara energikällor, statsfinansiella krav, företagsekonomiskt motiverade finansierings- och avkastningskrav, fördelningspolitiska krav osv. Alla dessa målsättningar ger upphov till problem av näst-bästa-karaktär, dvs. hur vi skall kunna uppnå en näst-bästa lösning av resursfördelningsproblemet i ekonomin. Vi kommer i följande två avsnitt att belysa några av dessa aspekter. I detta avsnitt diskuteras emellertid enbart motiv för avvikelse från marginalkostnadsprissättning för ett energislag på grund av avvikelser från marginalkostnadsprissättning för ett annat energislag. Analysen här är således begränsad till prissättningen på de enskilda energislagen. En annan aspekt som vi också vill belysa är prissättningen på energi som produktionsfaktor i förhållande till lönerna, vilket sker i avsnitt 4.7.5.

Det avsnitt som här följer är med nödvändighet relativt svårtillgängligt, men är ej nödvändigt för förståelsen av senare delar av denna utredning. Syftet med detta avsnitt är att illustrera näst-bästa-problemens karaktär och de praktiska svårigheter som är förenade med ett hänsynstagande till näst-bästa-argumentet vid prissättning i offentlig verksamhet.

Elpris och oljepris

Låt oss utifrån ett konkret exempel[1] diskutera det generella problemet med prissättning inom viss offentlig verksamhet när priserna avviker från marginalkostnaderna inom andra delar av ekonomin. Vi kan här tänka oss ett offentligt företag som producerar el och eventuellt utnyttjar olja för produktionen. Vi antar också att el och olja är substitut inom övriga delar av ekonomin, dvs. el och olja kan ersätta varandra, och att el är ett komplement till elkrävande utrustning medan vi bortser från andra samband mellan el, olja och övriga varor. Vi antar också att det offentliga företaget dvs. elproducenten endast kontrollerar elpriset. Oljemarknaden antas vara monopoliserad och priset på olja antas överstiga marginalkostnaden, för Sveriges del importpriset och vidareförädlingskostnaderna för den dyraste oljan vi importerar.

Det visar sig då att elproducenten, i detta förenklade exempel, skall sätta ett pris på elen som avviker från marginalkostnaden. Elpriset skall sättas högre än marginalkostnaden om substituten till el, här olja, har priser som är högre än marginalkostnaderna eller komplementen, elkrävande utrustning, är subventionerade. Om däremot komplementen till elektricitet har priser som överstiger marginalkostnaderna eller substituten är subventionerade skall elpriset sättas under marginalkostnaden, dvs. om elkrävande utrustning är monopolprissatt medan oljan subventioneras t. ex. på grund av prisreglering så skall elpriset justeras ned under marginalkostnaden, vilket innebär en utökning av kapaciteten för att en ransonering ej skall behöva tillgripas.

[1] Se Hagen K.P. Optimal pricing in public firms in an imperfect market economy. The Scandinavian Journal of Economics 1979:4.

Detta betyder att om en omfördelning av resurserna till en monopoliserad sektor ökar den sociala välfärden så kan regeringen åstadkomma detta genom att höja priserna på substituten och sänka priserna på komplementen under förutsättning att dessa priser kan kontrolleras av myndigheterna medan monopolpriset inte kan påverkas av dessa.

Om oljan är föremål för monopolistisk prissättning medan regeringen kontrollerar priset på elektricitet talar således detta för att elpriset skall sättas högre än marginalkostnaden. Om elektrisk utrustning subventioneras förstärker detta argumentet att sätta elpriset högre än marginalkostnaden. Om elektrisk utrustning också är föremål för monopolistisk prissättning talar detta partiellt sett för att priset på el skall ligga under marginalkostnaderna, varför den totala effekten ej går att avgöra utan empirisk kunskap om de ingående variablernas storlek.

Problemet kompliceras ytterligare om en förändring i elpriset också påverkar den totala efterfrågan på olja inom övriga delar av ekonomin. Elpriset måste då justeras med ytterligare en faktor som beror på det samhällsekonomiskt riktiga priset på olja inom övriga delar av ekonomin samt efterfrågans priskänslighet och oljeefterfrågans känslighet för förändringar i priset på el.

Även i ett enkelt exempel som detta erhålls mycket komplicerade regler för en justering av priset inom ett område när priserna avviker från marginalkostnaderna. För att kunna korrigera elpriset i det aktuella exemplet krävs tillförlitliga uppgifter om oljeefterfrågans priskänslighet, elefterfrågans priskänslighet samt oljeefterfrågans känslighet för förändringar i elpriset vid sidan av kunskaper om storleken på avvikelserna mellan pris och marginalkostnad inom övriga delar av ekonomin.

Löner och energipriser

En annan problemställning som analyseras inom ramen för näst-bästa-teorin utgår ifrån argumentet att eftersom näringslivet har så höga lönekostnader så måste dess konkurrensförmåga säkras genom låga energipriser. Problemställningen har disktuerats livligt i framför allt Norge men har också skymtat i den svenska debatten. Vi återkommer till denna problemställning i avsnitt 4.7.5.

4.6 Andra mål för prissättningen

4.6.1 *Inledning*

För ett enskilt företag är det naturligt att sätta sina priser så att en så stor vinst som möjligt erhålls på lång sikt. Om konkurrensen på marknaden fungerar effektivt kommer en sådan prissättning också att leda till låga vinster och en god hushållning med resurser i samhället. På monopoliserade marknader kan emellertid en hög vinstnivå även bibehållas på längre sikt.

För offentliga eller halvoffentliga företag av typen affärsdrivande verk har det varit en viktig målsättning att uppfylla ett visst avkastningskrav på rörelsen. I Sverige har detta avkastningskrav varit knutet till statens

upplåningskostnader. Prissättning och taxestruktur inom olika verksamhetsformer har således utformats med avkastningskravet som restriktion på verksamheten.

Som ovan påpekats har emellertid, under senare år i den energipolitiska debatten i Sverige, energiprisernas utformning diskuterats utifrån ett stort antal andra mål för den ekonomiska politiken. Framför allt har det krävts att energipriserna skall vara sparstimulerande och gynna förnybara energikällor. Det har emellertid också ställts krav på regionalt differentierade energipriser för att stimulera den regionala utvecklingen och av fördelningspolitiska skäl har trappstegsformade tariffer föreslagits. Syftet med detta avsnitt är att disktuera dessa olika krav som ställts på energipriserna.

4.6.2 *Vinstmaximering*

Fungerande konkurrens

På en marknad med en effektivt fungerande konkurrens kommer företagens vinster att bli låga och reduceras till "normal" förräntning på kapitalet. Det kan förefalla paradoxalt att när alla företag verkligen anstränger sig att få så stora vinster som möjligt så blir slutresultatet det motsatta. Genom konkurrensen elimineras övervinster. Exemplet utgör en viktig tankeställare för all typ av ekonomisk politik. Det är inte syftet som avgör slutresultatet. Det är inte nog med att syftet är gott om slutresultatet blir ett helt annat än det man strävar mot. En effektiv ekonomisk politik måste därför baseras på en djupare analys av sambandet mellan mål och medel.

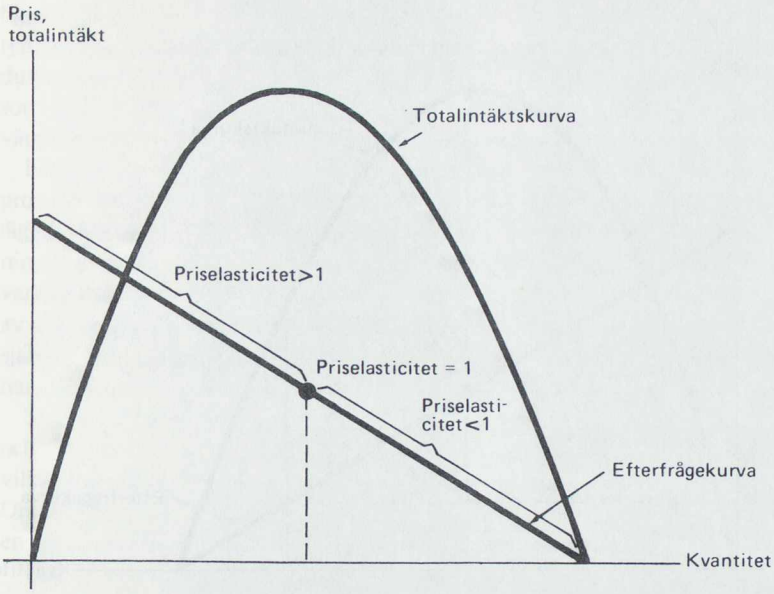
När förutsättningarna för en väl fungerande konkurrens är uppfyllda inom ett område kan man också förvänta sig att företagen anpassar sin produktion så att priser kommer att vara lika med marginalkostnader.

Monopolmakt

På en monopoliserad marknad har ett monopolföretag möjlighet att utnyttja sin monopolmakt och ta ut ett pris som är högre än marginalkostnaden, vilket leder till en alltför liten produktion av den monopolprissatta varan. Graden av monopolmakt varierar emellertid från område till område. Den är beroende av konsumenternas priskänslighet, tillgängliga substitut på kort och lång sikt m. m. För att ge en uppfattning om vad monopolmakt kan innebära kan det vara av värde att se på den enkla läroboksmodellen för monopolprisbildning på en marknad. Som ett konkret men starkt förenklat exempel kan vi tänka oss att det gäller marknaden för OPEC-olja. Denna modell ger en god illustration till begreppet monopolmakt på kort sikt och till de möjligheter och den potential för oljeprishöjningar som finns på denna sikt, om OPEC betraktas som ett monopol.

Låt oss för enkelhetens skull anta att de löpande kostnaderna i produktionen av råolja är noll, varför den producerade volymen på kort sikt bestäms av den tekniska produktionskapaciteten.

Vi antar också, för enkelhetens skull, att efterfrågan på OPEC-olja kan representeras av en linjär efterfrågekurva. Mot denna efterfrågekurva svarar då en totalintäktskurva, som visar OPECs totala intäkter (nettovinst) vid olika pris på oljan. Se figur 4.6.



Figur 4.6 Efterfrågekurva och totalintäktskurva för en monopolist.

Priskänsligheten hos efterfrågan, dvs. den förändring i efterfrågad kvantitet som följer av en prisförändring, varierar utmed efterfrågekurvan från oändligt stor vid skärningen med vertikalaxeln till noll vid skärningen med horisontalaxeln. På den övre halvan av efterfrågekurvan är priskänsligheten så stor att det lönar sig för producenten att reducera priset, varvid totalintäkten stiger. På den nedre halvan av efterfrågekurvan lönar det sig för producenten att höja priset eftersom priskänsligheten här är låg. Mitt på efterfrågekurvan är absolutbeloppet av den s. k. priselasticiteten lika med 1, och denna punkt motsvarar den högsta intäkten för producenten på totalintäktskurvan.

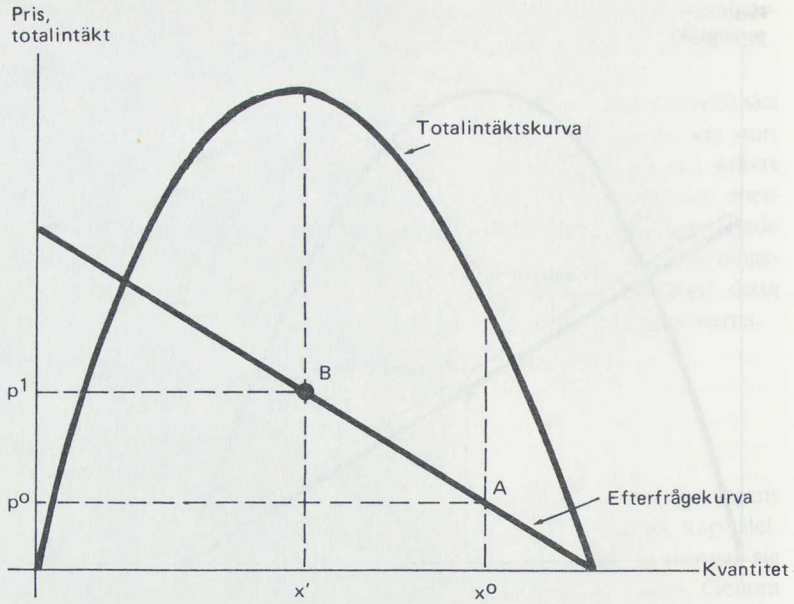
Låt oss nu se på en situation där jämvikt mellan efterfrågan och utbud erhållits i punkten A på efterfrågekurvan i figur 4.7.

Motsvarande kvantitet och pris betecknas med x^o respektive p^o. I denna punkt på efterfrågekurvan är priskänsligheten relativt låg. Det lönar sig då, kortsiktigt i varje fall, för monopolisten att reducera utbudet och höja priset. Monopolmakten kan utnyttjas för att pressa upp priset till punkten B på efterfrågekurvan, där största möjliga intäkt erhålls för monopolet och där således monopolmakten är uttömd.

Monopolmodellen ovan illustrerar framför allt de möjligheter som finns på kort sikt för en monopolist att pressa prisnivån uppåt från ett utgångsläge med relativt låg kortsiktig priskänslighet.

En låg priskänslighet på kort sikt karakteriserar också efterfrågan på olja. Den existerande kapitalutrustningen för både produktion och uppvärmning tar tid att anpassa till högre oljepriser, varför OPECs kortsiktiga kartellmakt eller monopolmakt är relativt stor. Relativt små reduktioner på utbudssidan leder till kraftiga prishöjningar, något som illustreras inte minst av Iranhändelserna.

Energiområdet karakteriseras i hög grad av s. k. naturliga eller tekniska



Figur 4.7 Monopolistens möjligheter att öka intäkterna genom prisökningar.

monopol beroende på de stordriftsfördelar som på lång sikt och i vissa avseenden karakteriserar verksamheten. Monopolmakten kan utnyttjas till att ta ut priser över marginalkostnaderna i verksamheten eller till att hålla tillbaka kapacitetsexpansionen med en långsiktigt högre prisnivå som följd. Kapacitetsexpansionen hålls tillbaka genom anpassning av kalkylräntan.

I vissa länder med USA som främsta exempel har faran för missbruk av monopolmakten lett till en omfattande reglering av företagen inom energiområdet och av energimarknaderna. I Sverige har affärsverksformen ansetts utgöra en god lösning på resursfördelningsproblemen med naturliga monopol. På fjärrvärmesidan syftar kommunallagens bestämmelse att kommunal verksamhet inte får drivas i vinstsyfte till en reglering av avkastningsnivån. På elsidan har Vattenfalls roll som dominerande företag och prisledare sannolikt haft en dämpande effekt på pris- och vinstutvecklingen.

En förutsättning för Vattenfalls roll som prisledare är dess kapacitetsexpansion som i sin tur är en funktion av de investeringskriterier som tillämpas och då framför allt nivån på kalkylräntan. Genom att tillämpa en lägre nivå på kalkylräntan än som anses önskvärt inom övriga företag med elproduktion (samtidigt som framtida miljökostnader i begränsad utsträckning ingår i kalkylen) erhålls en snabbare kapacitetsexpansion och därmed långsiktigt en lägre prisnivå på elenergi i Sverige än om en högre kalkylränta utnyttjades vilket diskuterades i avsnitt 4.4.4. Den lägre prisnivån leder också till en lägre vinstnivå i övriga företag med elproduktion.

4.6.3 *Avkastningskrav*

Olika typer av avkastningskrav eller budgetkrav på verksamheten, ibland formulerat som målsättning om full kostnadstäckning, utgör ofta en viktig restriktion vid utformandet av prissättningen. Bakom en sådan målsättning

ligger ofta argumentet att rättviseskäl talar för att de som utnyttjar en viss typ av tjänster eller produkter också skall betala alla de kostnader som produktionen av dessa varor eller tjänster ger upphov till. Det kan gälla tjänster som järnvägstransporter och teleservice eller nyttigheter som elenergi eller värmeenergi.

För Vattenfalls del är avkastningskravet utformat som en viss ränta, 10,75 procent (budgetåret 1981/82), på disponerat statskapital för idrifttagna anläggningar. Avkastningskravet är baserat på statens genomsnittliga upplåningskostnader under den senaste 3-årsperioden. De kommunala energiverken och de kommunalt dominerade energiföretagen har också olika typer av avkastningskrav ofta utformade mot bakgrunden av önskemål om viss självfinansieringsnivå i verksamheten. Privata företag inom energiområdet har ofta avkastningskrav utformade som förräntningskrav på verksamheten.

Samhällsekonomiskt effektiva priser kan i en situation med överkapacitet och långsam efterfrågeutveckling leda till en otillfredsställande avkastning, vilket betyder att man måste reglera avkastningen via de fasta avgifterna. Om detta inte är möjligt kan man tvingas till avsteg från principen om en energiavgift på nivån för kortsiktig marginalkostnad.

Det karakteristiska för energiområdet är emellertid att verksamheten i stor utsträckning består av s. k. naturliga monopol. Detta innebär att företagen har större möjligheter att uppfylla ett visst avkastningskrav än företag på en ren konkurrensmarknad. Svårigheterna att uppfylla ett avkastningskrav är givetvis i båda fallen beroende av den tidigare investeringsutvecklingen. Inom verksamheter, typ SJ, har avkastningskravet visat sig svårt att uppfylla. Inom energiområdet har avkastningskravet varit av mindre betydelse som restriktion på prissättningen.

Som tidigare diskuterats finns det inget som garanterar att en prissättning varken enligt långsiktig eller kortsiktig marginalkostnad automatiskt leder till ett uppfyllande av ett budgetkrav. Vid en alltför snabb kapacitetsexpansion eller långsiktigt fallande produktionskostnader uppstår i båda fallen ett finansiellt underskott i verksamheten. Vid en, i förhållande till efterfrågan, långsam kapacitetsexpansion eller stigande långsiktiga produktionskostnader uppstår ett överskott i verksamheten.

Möjligheterna att uppfylla ett visst avkastningskrav i en verksamhet på lång sikt är således nära kopplat till investeringsverksamheten och sambandet investeringar, kapacitetsexpansion och prisnivå. Kalkylräntans nivå är här av stor betydelse. Kalkylräntenivån för ett företag är att den avkastning som planerade projekt minst måste uppvisa för att en investering skall genomföras. En låg kalkylränta innebär (i varje fall om miljökostnaderna ej ingår explicit i kalkylen) att flera projekt blir lönsamma medan en hög kalkylränta innebär att färre projekt kommer att genomföras. En låg kalkylränta leder således till en relativt snabb kapacitetsexpansion och en lägre prisnivå i framtiden. Den framtida prisnivån bestämmer i sin tur möjligheterna att uppfylla avkastningskravet i framtiden. Kalkylränta och avkastningskrav är således inte oberoende av varandra.

Låt oss här anta att ett företag inom energiområdet befinner sig i en situation där en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad inte ger tillräckliga intäkter för att uppfylla avkastningskravet. Hur skall då priset justeras så att ett uppfyllande av avkastningskravet kan ske till så låga sam-

hällsekonomiska kostnader som möjligt? I princip finns det två möjligheter att mildra motsättningen mellan en effektiv resursanvändning och ett budgetkrav. Den ena metoden är prisdifferentiering den andra är flerdelade tariffer.

Prisdifferentiering

Prisdifferentiering eller prisdiskriminering innebär att vissa konsumenter får betala mera för en vara än andra konsumenter. Detta förutsätter att det är möjligt att dela upp konsumenterna i olika grupper med olika smak och efterfrågan. En effektiv prisdifferentiering innebär att de olika konsumentgrupperna får betala priser i omvänd proportion till priskänsligheten dvs. ju större priskänslighet en konsumentgrupp har desto lägre pris skall den betala.

Uppdelningen i första och andra klass på SJ är ett typiskt exempel på prisdifferentiering. Inom energiområdet är det framför allt uppdelningen mellan hushållsabonnenter utan elvärme och hushållsabonnenter med elvärme och industri som kan möjliggöra en prisdifferentiering. En viss sådan prisdifferentiering via den rörliga avgiften förekommer idag genom att hushållsabonnenterna betalar en energiavgift som ligger något över den kortsiktiga marginalkostnaden medan elvärmekonsumenterna betalar en energiavgift som bättre svarar mot marginalkostnaden. Beaktar vi också beskattningens effekter kan vi konstatera att industrin som helhet och den energikrävande delen av industrin i synnerhet är lägre beskattad än hushållsabonnenterna, vilket är i linje med resultaten inom teorin för optimal beskattning.

Flerdelade tariffer

Den oftast rekommenderade s. k. näst-bästa-lösningen, för att uppfylla ett avkastningskrav, är tvådelade eller flerdelade tariffer med en fast avgift oberoende av konsumtionens storlek och en rörlig avgift som ligger på nivån för kortsiktig marginalkostnad.

Konflikten mellan prissättning baserad på kortsiktig marginalkostnad och avkastningskrav kan således mildras med två- eller flerdelade tariffer. För resurshushållningen är det av stor betydelse att de rörliga avgifterna motsvarar såväl de rörliga kostnaderna i produktion och distribution som att den balanserar efterfrågan och tillgänglig kapacitet medan framför allt de fasta avgifterna utnyttjas för att uppfylla ett visst avkastningskrav.

En viss snedvridning kan emellertid uppstå på grund av de fasta avgifterna även om denna oftast betecknas som "svag". Snedvridningen gäller framför allt de fasta avgifternas effekter på lönsamheten av vissa investeringsprojekt ex valet mellan eluppvärmning, oljeuppvärmning, värmepump och fjärrvärme. Vid ett sådant val är det den totala tariffnivån som avgör valet mellan de olika uppvärmningsformerna ej enbart energiavgiften. Om övriga tariffelement är oberoende av marginalkostnaderna kan en viss snedvridning uppstå i investeringsvalet. Se också diskussionen om långsiktig marginalkostnad i avsnitt 4.4.3.

Monopolprissättning

Om det varken finns möjligheter att utnyttja sig av fasta avgifter eller prisdifferentiering är det möjligt för företagen att tillämpa en ren monopolprissättning. Energipriset kommer då att för samtliga konsumenter överstiga marginalkostnaderna. En sådan lösning på prissättningsproblemet torde emellertid leda till större samhällsekonomiska förluster än utnyttjandet av prisdifferentiering eller flerdelade tariffer.

4.6.4 *Stimulans för energisparande*

Syftet med detta avsnitt är att belysa de samhällsekonomiska effekterna av en prispolitik som i energibesparingssyfte innebär energipriser överstigande marginalkostnaderna.

Vid uppvärmning av våra bostäder kan vi spara energi genom att isolera husen mera. Energibesparingen kan drivas mycket långt genom ökad isolering. Men en god hushållning kräver att vi väljer den kombination av energiförbrukning och isolering som ger oss önskad värme till lägsta kostnad. Om energipriset stiger blir det lönsamt för konsumenterna att öka isoleringstjockleken och minska energiförbrukningen. Om ökningen av energipriset har andra orsaker än ökade kostnader för energiproduktion (och energipriserna i utgångsläget är samhällsekonomiskt effektiva) så uppstår en avvikelse mellan samhällsekonomisk och privatekonomisk lönsamhet.

Om energipriserna överstiger de samhällsekonomiska marginalkostnaderna används alltför mycket av landets knappa resurser för att isolera bostäderna och den del av landets samlade tillgångar som blir över för annan användning minskar. Samhällsekonomiskt har vi fått ett slöseri med resurser. Det paradoxala är nämligen att spara kan innebära att slösa.

Vid sidan av energin är också arbetskraft, kapital och råvaror knappa resurser som vi inte skall slösa med. God hushållning med landets resurser kräver därför att priserna på olika varor och produktionsfaktorer är riktiga i den betydelsen att de informerar konsumenten om de verkliga kostnaderna för produktionen. Eftersom konsumenterna hela tiden gör marginella avvägningar, dvs. funderar över om de skall förbruka ytterligare någon kWh eller isolera ytterligare något så är det kostnaderna för de sist producerade kilowattimmarna som är den relevanta kostnaden, den s. k. kortsiktiga marginalkostnaden. Kostnaderna för att spara den sista kWh:n skall vara lika med kostnaden för att tillföra den sista kWh:n.

En hög sparsamhet med energi men samtidigt ett slöseri med andra resurser kan vi uppnå genom att ta ut 1 kr/kWh. En hög sparsamhet med alla knappa resurser kan vi uppnå med prissättning enligt samhällsekonomisk marginalkostnad.

Kravet på "sparstimulerande energipriser" har framför allt avsett elprissättningen och i viss utsträckning fjärrvärmen och gällt krav på en omfördelning mellan fasta och rörliga avgifter på elenergi och fjärrvärme så att de fasta avgifternas betydelse reduceras medan de rörliga avgifterna höjs i motsvarande mån. Tanken bakom detta krav är att priserna då skulle uppmuntra till ett större energisparande.

Vid en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad innebär en sparad

kWh också motsvarande kostnadsreduktion för energileverantören. Energileverantören förlorar alltså inte ekonomiskt på att konsumenterna sparar energi vid marginalkostnadsprissättning. Om däremot energiavgiften sätts högre än marginalkostnaderna innebär en sparad kWh ej motsvarande kostnadsreduktion hos leverantören. Konsumenterna felinformeras både om det samhällsekonomiska värdet av energisparåtgärder och den kostnadsreduktion som uppstår för energileverantören vid en minskning i förbrukningen. Om sparstimulerande energipriser också leder till en omfattande energibesparing kan resultatet för energileverantören bli att intäkterna sjunker snabbare än kostnaderna, vilket kan leda till finansieringsproblem och nödvändiggöra höjda taxor. Det som i utgångsläget framstod som en lönsam energibesparing kan då i många fall efteråt visa sig framstå som en onödig kostnad eftersom den totala utgiften för energiförbrukning endast reducerats i liten omfattning och för samtliga konsumenter ej i större omfattning än den kostnadsreduktion som skett hos energileverantören.

Resultatet kan därför så småningom bli att energikonsumenterna, sedan de har ansträngt sig att spara energi, kan konstatera att de får betala en nästan lika hög räkning, elräkning eller värmeräkning, som tidigare trots att de har minskat sin energiförbrukning. Av den energipolitiska debatten framgår också att konsumenterna ofta uppfattar sådana prishöjningar som en "bestraffning" av energisparandet.

I ett mera långsiktigt perspektiv kan däremot ett ökat energisparande innebära en kostnadssänkning för konsumenterna genom att behovet av nyinvesteringar reduceras.

4.6.5 *Gynna nya energikällor*

I debatten om energipriserna och speciellt priset på el förekommer ofta önskemålet om högre priser på elenergi för att därigenom gynnsamt påverka introduktionen av nya energikällor och speciellt förnybara energikällor.

Partiellt sett leder högre energipriser på de traditionella energislagen till en förbättrad konkurrenskraft för nya energislag. Orsaken till att de nya energislagen haft svårt att hävda sig är till stor del betingat av de högre kostnaderna för dessa energislag.

En omfattande introduktion av nya energislag har främst motiverats av Sveriges stora oljeberoende och önskemålen om ett reducerat oljeberoende och en reducerad sårbarhet för den svenska ekonomin av störningar på oljemarknaden. Ekonomiskt innebär detta att vi är villiga att ta på oss vissa försäkringskostnader för att reducera den osäkerhet för den svenska ekonomin som ett stort beroende av oljan innebär vid sidan av den direkt lönsamma övergången från olja till främst kol som uppstått genom de kraftiga prisökningarna på olja. Tillkomsten av Oljeersättningsfonden skall ses i det perspektivet.

Samhällsekonomiskt sett är det givetvis önskvärt att de försäkringskostnader som vi tar på oss genom att minska oljeberoendet kan ske till så låga kostnader som möjligt. Är då höjda energipriser det för samhällsekonomin billigaste sättet att reducera oljeberoendet och gynna förnybara energikällor.

De nya energislagen och speciellt de förnybara energikällorna karakte-

riseras, med undantag för kol och en del outbyggd vattenkraft, av höga kostnader som, även vid rådande prisnivå på olja, gör att dessa har svårt att konkurrera utan subventioner och öka i betydelse. Det krävs betydande prishöjningar på energi för att t. ex. vindenergi och solpaneler skall bli lönsamma. Så t. ex. subventioneras idag investeringar i vindenergi med 65 procent av investeringskostnaden i Kalifornien trots synnerligen gynnsamma vindförhållanden. Samtidigt gäller att de förnybara energislagen karakteriseras av relativt höga kapitalkostnader men relativt låga eller inga rörliga energikostnader. Detta innebär att när investeringarna väl är förverkligade och kapitalkostnaderna kan betraktas som sänkta kostnader som inte kan fås tillbaka är det endast de rörliga kostnaderna som avgör konkurrensförhållandet till de alternativa energislagen.

Vi kan alltså konstatera att medan det krävs betydande prishöjningar på energi för att göra vissa av de nya energislagen lönsamma har dessa energikällor små problem att konkurrera med konventionella energislag när väl investeringarna är vidtagna. Direkta offentliga resursinsatser som statsbidrag till investeringar kan således betraktas som ett effektivt medel för nya energikällor. I ett något mera långsiktigt perspektiv är också insatserna för forskning, utveckling och demonstration viktiga.

Låt oss nu jämföra direkta resursinsatser med höjda energipriser som styrmedel för introduktion av nya energikällor. Även om höjda energipriser partiellt sett har en positiv effekt på de nya energikällorna är biverkningarna av detta medel stora. Som vi tidigare har diskuterat innebär energipriser över nivån för de samhällsekonomiska marginalkostnaderna att en avvikelse uppstår mellan privatekonomisk och samhällsekonomisk lönsamhet. Vid högre energipriser lönar det sig privatekonomiskt att ersätta energi direkt och indirekt med andra resurser utöver vad som är samhällsekonomiskt optimalt. Därvid uppstår ett slöseri med resurser.

De totala effekterna av höjda energipriser på de förnybara energikällorna kan också diskuteras. Ett högt energipris stimulerar energibesparing och driver på utvecklingen mot energisnåla byggnader. Energisnåla byggnader kräver ett väldigt litet tillskott av energi över uppvärmningssystemet, vilket förstärker konkurrenskraften för direktverkande elvärme och gör i många fall denna till det enda ekonomiskt rimliga alternativet. Det finns alltså indirekta effekter av höjda energipriser som negativt påverkar utrymmet för förnybara energikällor.

Med hänsyn till effektiviteten hos olika styrmedel och biverkningarna av dessa kan man även här argumentera för att energipriserna bör utnyttjas för att åstadkomma en god hushållning med knappa resurser på energi, eftersom det finns alternativa styrmedel, t. ex. i form av lån och bidrag till investeringar, utan allvarliga biverkningar som kan utnyttjas för att främja introduktionen av nya energikällor. I vissa fall kan det också gälla att via lagstiftning undanröja institutionella hinder eller på annat sätt lägga lagstiftningen tillrätta för att underlätta introduktionen av nya energikällor.

4.6.6 *Underlätta avvecklingen av kärnkraften*

En avveckling av kärnkraften kring sekelskiftet kan förväntas innebära en betydande höjning av den reala prisnivån på elenergi jämfört med dagens

prisnivå. Eftersom den framtida prisnivån bestäms av kostnaderna för utbyggnad av ny kapacitet måste vi räkna med att elpriserna mot slutet av seklet kommer att ligga på nivån för kolkondens och i varje fall inte understiga denna kostnadsnivå. Jämfört med dagens prisnivå på ca 12–13 öre/kWh för högspänd el ligger kostnaderna för kolkondens på ca 17–20 öre/kWh beroende på omfattningen av reningsåtgärder. I förhållande till den låga elprisnivå som kan förväntas råda under 1980-talet kan vi förvänta oss att prisnivån på el kommer att stiga kraftigt under 1990-talet.

Den fråga som varit uppe till debatt gäller framför allt industrins möjligheter att smidigt anpassa sig till denna högre prisnivå. Borde inte priserna på elenergi höjas redan idag för att den vägen informera industrin om framtida högre elenergikostnader?

Den långsiktiga förbrukningen av elenergi i industrin bestäms dels av strukturomvandlingens inriktning dels av teknologivalet vid nyinvesteringar. Den mest elkrävande delen av industrin, elektrotermisk, elektrokemisk, järn och stål, massa och papper osv. får sina priser bestämda på världsmarknaden. Högre elpriser kan därför inte övervältras på de utländska konsumenterna varför viss produktion i Sverige blir olönsam, vilket är helt naturligt eftersom vårt relativa konkurrensläge förändrats och därmed våra komparativa fördelar i elkrävande produktion. Samtidigt leder de högre elpriserna till att företagen vid nyinvesteringar väljer en mindre elkrävande teknologi.

Vid investeringar med lång livslängd är det inte dagens prisnivå för arbetskraft, energi och råvaror som bestämmer teknologivalet utan den förväntade utvecklingen av priserna på produktionsfaktorerna. Anpassningen på lång sikt gäller alltså i vilken mån som företagen i sina investeringsbeslut under 1980-talet tar hänsyn till de förväntade högre elpriserna under 1990-talet utan att dessa höjs redan idag.

I brist på empiriskt underlag är det svårt att ge ett klart svar på den frågan. Det vi kan säga är att industrins förväntningar om de framtida elpriserna i hög grad påverkas av de prognoser om den framtida prisutvecklingen på el som kraftindustrin vid sina kunddagar och kundkontakter varje år presenterar samtidigt som många av våra största elkonsumerande företag också har egna krafttillgångar och därmed också den vägen kan förväntas relativt väl känna till den framtida prisutvecklingen.

För att belysa problemet ur en annan synvinkel skulle man också kunna fråga sig om vi inte, eftersom vi vet att priset på arbetskraft kan förväntas stiga i framtiden, redan idag borde ytterligare höja företagens kostnader för att redan nu ställa om dessa till ett framtida högre pris på arbetskraft? Även om vi under de närmaste åren kan förvänta oss relativt långsamma ökningar av den reala kostnaden för arbetskraft så kan kostnaderna för arbetskraften, när ekonomisk balans återvunnits och tillväxttakten i ekonomin åter stiger, förväntas öka igen. Utvecklingen på elprissidan har därför vissa paralleller med utvecklingen av arbetskraftskostnaderna. Svaret på frågan ovan är givetvis att kostnaderna, i form av utslagning av industri och ökad arbetslöshet, skulle vara alltför stora. På analogt sätt kan argumenteras för att även höjningarna av elpriset bör anstå tills produktionskostnaderna på elenergi stiger.

Att redan idag höja priserna på elenergi skulle innebära att vi skapar konstgjorda komparativa nackdelar för svensk elkrävande industri under

1980-talet, vilket innebär en extra resursuppoffring för ekonomin. Genom att vänta med prishöjningarna får företagen en längre tid för anpassning vilket medför att anpassningskostnaderna reduceras. Det är genom icke-förväntade prisförändringar som anpassningskostnader uppstår – ej vid perfekta förväntningar om den framtida prisutvecklingen. Det torde också vara svårt att finna någon annan produktionsfaktor där förutsättningarna för en fungerande förväntningsbildning är så stora som för just elenergin med de motiv som diskuterats ovan.

4.6.7 *Hämma användningen av vedråvara som bränsle*

Skall vi i uppvärmningssyfte elda upp vedråvara som kan utnyttjas för massaproduktion eller skall vi införa restriktioner som förhindrar detta? Denna fråga har väckts i skilda sammanhang. Konkurrensen mellan skogsbolagen om vedråvaran är redan hård och skogsindustrin förefaller starkt negativ till ytterligare konkurrens från främst kommunala värmeverk som kanske dessutom fått subventioner till fastbränsleeldade pannor. Huvudargumentet från skogsindustrin är i grova drag följande:

Med 5 m^3 massaved kan man producera 1 ton massa, vilket ger ett exportvärde på ca 2 300 kr. I bästa fall kan alternativt 5 m^3 massaved ersätta 0,9 ton eldningsolja som idag kostar ca 1 000 kr att importera. För varje m^3 massaved som eldas upp förlorar landet således över 200 kr i extra exportintäkter. Enligt skogsindustrins uppfattning måste det då vara samhällsekonomiskt fel att tillåta eldning av vedråvara som kan utnyttjas i skogsindustrin.

Detta är emellertid en missuppfattning. Det är endast lönsamhet som avgör resursutnyttjandets samhällsekonomiska värde, ej produktionens exportvärde.

Den stora skillnaden mellan exportvärde och importbesparing utgör således inte något hållbart självständigt argument för en prioritering av vedråvaran till skogsindustrin med hänsyn till landets problem med bytesbalansen. Exportvärdet per m^3 har ingen relevans för bedömningen av önskvärdheten att öka produktionen inom skogsindustrin eller ens effekterna på bytesbalansen och är således irrelevant från resursfördelningssynpunkt. Orsaken till detta är att nettoexportvärdet endast gäller produktionssidan av ekonomin medan inkomstutveckling och sparande är centrala för bytesbalansens utveckling.

Eftersom det totala sparandet i en ekonomi är lika med summan av investeringar och bytesbalansöverskott innebär ett bytesbalansunderskott att sparandet i ekonomin är för litet. En förbättring av bytesbalansen är således alltid definitionsmässigt liktydig med ett ökat sparande. Bytesbalansens saldo är i första hand ett stabiliseringspolitiskt problem och finans-, penning- och framför allt – växelkurspolitiska medel är centrala för påverkan av detta. Sambandet mellan bytesbalans och resursfördelning är mera indirekt.

Låt oss studera konsekvenserna av två olika resursfördelningsprinciper, dels lönsamhetsprincipen, dels exportvärdesprincipen:

1. Enligt lönsamhetsprincipen fördelas resurserna i ekonomin så att produktion och investeringar prioriteras efter lönsamhet. Resultatet blir då snabbaste ökningen av inkomster och därmed stora möjligheter att spara.

2. Enligt exportvärdeprincipen fördelas resurserna i ekonomin så att största möjliga (netto)exportvärde erhålls, antingen absolut eller per m^3 ved eller per kWh. I detta fall prioriteras mindre lönsamma projekt framför mera lönsamma, vilket ger till resultat en långsammare inkomstutveckling och därmed sämre förutsättningar för ett ökat sparande. En ensidig satsning på produktion med stort exportinnehåll kan alltså paradoxalt nog leda till att effekterna på bytesbalansen blir helt motsatta de eftersträvade. Bytesbalansens saldo bestäms i ett komplicerat samband mellan alla de faktorer som påverkar nationalinkomstens nivå och förändringar. För att få ett önskvärt bytesbalanssaldo skall vi använda våra resurser på ett så lönsamt sätt som möjligt samtidigt som vi ser till att priserna på våra exportprodukter är konkurrenskraftiga.

Eftersom det anläggningskapital som finns i skogsindustrin och i eldningsanläggningar saknar alternativ användning (sunk costs) är det endast de rörliga kostnaderna i produktionen som avgör konkurrensförmågan i kampen om vedråvaran. Medan värmeverkens konkurrensförmåga bestäms av kostnaderna för alternativa bränslen, i första hand olja, kol och elenergi och således är begränsad av prisutvecklingen på dessa energislag, visar undersökningar[1] att massaindustrin har en hög betalningsförmåga med undantag för ett fåtal redan idag omoderna anläggningar. (Skivindustrins betalningsförmåga var däremot betydligt sämre). En ökad konkurrens om vedråvaran går således i första hand ut över massaindustrins lönsamhet och först på något längre sikt dess sysselsättning och produktionsförmåga. Fördelningen av vedråvaran är därför på kort sikt ett fördelningspolitiskt problem, som gäller möjligheterna för skogsindustrin att klara räntor och avskrivningar på sina investeringar. På något längre sikt är det ett regionalt strukturomvandlings- och sysselsättningsproblem.

Konkurrensen om skogsråvaran mellan eldning och skogsindustrin är inte heller något begränsat till Sverige utan ett internationellt fenomen. Vedeldningen kommer då också att öka i andra länder och driva upp priserna på skogsråvara med högre världsmarknadspriser på massa och papper som resultat. Den svenska skogsindustrins internationella konkurrensförmåga kommer sannolikt inte att påverkas särskilt mycket. Detta kan eventuellt ändras om ett omfattande stöd till eldningsanläggningar för fasta bränslen ges i Sverige men inte i andra länder. Men även om ett sådant stöd, av energipolitiska skäl, anses önskvärt påverkar detta inte slutsatserna ovan om fördelningen av vedråvaran.

En negativ vinst i ett företag innebär att de resurser som skapas är lägre än värdet av de resurser som åtgår för produktionen. Detta gäller alldeles oavsett exportvärdet per m^3 ved. Det är endast genom att visa upp en tillräcklig betalningsförmåga för vedråvaran som skogsindustrin kan bevisa att dess användning av vedråvaran är mera värdefull från samhällsekonomisk synvinkel än att elda upp veden.

4.7 Energipriser och fördelningseffekter

4.7.1 *Inledning*

Det är framför allt tre olika aspekter på fördelningsproblem inom energiområdet som uppmärksammats i den politiska debatten:

[1] Se Hultkrantz Ekonomisk Debatt 1979:8.

1. Energiprisernas effekter på inkomstfördelningen dvs. hur konsumenternas köpkraft påverkas av energiprisförändringar
2. Inkomstfördelningen mellan energiproducenter och energikonsumenter
3. Inkomstfördelningen globalt mellan oljeproducenter och oljekonsumenter

4.7.2 *Energiprisernas effekter på konsumenternas köpkraft*

Förändrade energipriser påverkar inte alla konsumenter likformigt. Energiprisförändringarnas effekt på konsumentprisindex ger ingen information om hur olika konsumentgrupper påverkas av energiprishöjningar, eftersom konsumentprisindex mäter prisutvecklingen på de varor genomsnittssvensken konsumerar. För att belysa olika konsumentgruppers köpkraftsförändringar vid förändrade energipriser skulle det krävas separata prisindex för varje grupp.

För att konstruera riktiga prisindex för olika grupper av konsumenter krävs kunskaper om konsumentgruppernas reaktioner på prisförändringar. En energiprishöjning som drabbar ett hushåll får två effekter: dels innebär det en reduktion av realinkomsten, dels förändras hushållets konsumtion från mera energiintensiva varor till mindre energiintensiva varor. Om hushållen har lätt att ersätta konsumtion av energi och varor med högt energiinnehåll med andra varor mildras effekterna av energiprisstegringar avsevärt, och fördelningskonsekvenserna av energiprisförändringar blir därför små. Kunskaper om olika gruppers energipriskänslighet är därför av stort värde vid en analys av fördelningseffekter. Tillgången på empirisk kunskap om konsumenternas reaktioner på energiprisförändringar är emellertid starkt bristfällig. I de analyser av fördelningseffekterna av förändrade energipriser som utförs har man därför förutsatt att konsumenterna inte har någon möjlighet att anpassa sin konsumtion till högre energipriser. Analyserna gäller alltså effekterna på realinkomsterna vid ett oförändrat konsumtionsmönster och tenderar därför att överskatta fördelningseffekterna av förändrade energipriser.

För att få en allmän bild av hur olika hushåll använder sina inkomster för konsumtion av energi har hushållen delats in i tre grupper med utgångspunkt från den inkomst som hushållen disponerar över – dvs. inkomsten efter skatt plus transfereringar.[1] Den disponibla inkomsten har räknats fram för varje hushåll med hjälp av uppgifter från taxeringsmyndigheterna och vad beträffar de ingående icke-skattepliktiga inkomstkomponenterna från respektive myndighet.

Följande intervall har valts för indelningen;

låginkomst	under 40 000 kronor per år
medelinkomst	mellan 40 000 och 80 000 kronor per år
höginkomst	över 80 000 kronor per år

I de två lägsta intervallen finns ca 1,6 miljoner hushåll i vardera medan det högsta omfattar ca 200 000 hushåll. En analys av förhållandet mellan hushållens inkomster och deras energianvändning försvåras av sambandet mellan inkomst och antalet hushållsmedlemmar. För att särskilja effekterna av inkomst och antalet hushållsmedlemmar presenteras i tabell 4.1 energianvändningen indelad efter familjetyp samt disponibel inkomst.

[1] Detta avsnitt bygger på rapporten Att styra energianvändningen, DFE-rapport nr 34, Stockholm 1980.

Tabell 4.1 Energianvändning i olika hushållstyper, 1978, MWh

	Totalt	Därav direkt			Indirekt
		Bensin	Eldnings-olja	El	
Låginkomst					
1 vuxen	42,5	5,9	14,7	2,7	19,1
2 vuxna	58,2	7,4	21,0	3,5	26,3
barnfamiljer	75,0	11,6	23,3	6,2	33,8
pensionärer	37,4	1,7	16,5	4,4	14,4
Medelinkomst					
1 vuxen	57,5	6,7	20,0	5,3	25,5
2 vuxna	73,7	11,3	23,1	5,6	33,4
barnfamiljer	88,6	14,0	24,5	9,1	40,8
pensionärer	63,8	7,0	23,8	6,8	25,6
Höginkomst					
2 vuxna	101,1	13,6	24,2	7,2	55,4
barnfamiljer	110,6	14,1	25,6	8,7	59,0
Medelhushåll	65,2	8,9	20,9	5,8	29,2

Av tabellen framgår att den totala energianvändningen ökar med stigande inkomst för varje hushållskategori. Denna ökning gäller främst den indirekta förbrukningen medan den direkta energianvändningens andel av totalen minskar med stigande inkomst. Hushållens direkta energianvändning stiger dock med inkomsten i absoluta tal. Det framgår också att energianvändningen ökar med antalet hushållsmedlemmar i varje hushållsgrupp. Räknat per hushållsmedlem minskar emellertid energianvändningen med hushållsstorlek. Som exempel kan nämnas att hushåll med två vuxna i genomsnitt använder endast 30 procent mer energi än ensamstående.

Tabell 4.2 Total energianvändning i olika hushållstyper, kWh per kr konsumtionsutgifter, 1978

	Totalt	Bensin	Eldnings-olja	El
Låginkomst				
1 vuxen	1,11	0,25	0,60	0,20
2 vuxna	1,14	0,22	0,64	0,20
barnfamiljer	1,8	0,23	0,56	0,22
pensionärer	1,26	0,13	0,78	0,27
Medelinkomst				
1 vuxen	1,06	0,20	0,58	0,22
2 vuxna	1,10	0,25	0,57	0,21
barnfamiljer	1,05	0,23	0,51	0,23
pensionärer	1,20	0,20	0,69	0,26
Höginkomst				
2 vuxna	0,89	0,20	0,43	0,20
barnfamiljer	0,95	0,20	0,44	0,20

Skillnader i energianvändning mellan olika hushållstyper beror också på skillnader i innehav av olika slags kapitalvaror. Undersökningen visar att innehavet av bil samt de flesta elkrävande apparater är betydligt högre för sammanboende än för ensamstående, och att det ökar med antalet barn.

Av stort intresse för bedömning av energiprisets eller energiskattens fördelningseffekter är energianvändningen räknat i kWh i förhållande till konsumtionsutgifterna. (Tabell 4.2.)

Av tabellen framgår att energianvändningen räknad på detta sätt minskar med stigande inkomst för varje hushållstyp. Energiåtgången per krona konsumtion är drygt 13 procent högre för den lägsta inkomstgruppen än för den högsta. Resultaten visar att likformiga pris- eller skattehöjningar på all energi skulle drabba låginkomsttagare något hårdare än höginkomsttagare. En elprishöjning skulle däremot bli något ogynnsammare för medelinkomsthushållen.

Det kan antas att energiåtgången varierar mellan olika delar av landet. Skillnader i klimat påverkar mängden energi för uppvärmning och beroendet av individuella transporter påverkar drivmedelsåtgången. För att belysa detta har det gjorts en indelning av hushållen i norra och södra Sverige samt i glesbygds- och tätortsområden. Resultaten för norra och södra Sverige fördelade även på inkomstgrupp framgår av tabell 4.3.

Det framgår att hushåll i norra Sverige – med undantag för höginkomstgruppen – har en högre total energiförbrukning per hushållskrona än motsvarande hushåll i södra Sverige. Den högre drivmedelskonsumtionen avspeglar det stora transportavståndet och den högre elförbrukningen det kallare klimatet. När det gäller eldningsolja antyds motsatsen, dvs. en lägre förbrukning i norra än i södra Sverige. En förklaring kan vara den i norra Sverige mer utbredda elvärmen och en annan kan ligga i antagandet som gjorts när det gäller eldningsoljekostnader för flerbostadshus, nämligen att de utgör samma andel av hyran för samtliga hushållsgrupper. Med hänsyn till det större uppvärmningsbehovet, det lägre markvärdet och den lägre efterfrågan på bostäder i norra Sverige är det troligt att bränslekostnaderna där utgör en betydligt större andel av hyreskostnaderna än de gör i södra

Tabell 4.3 Total energianvändning för hushåll i norra och södra Sverige, i kWh per krona konsumtionsutgifter, 1978

	Drivmedel	Eldningsolja	El	Totalt
Låginkomst				
norra	0,22	0,64	0,25	1,17
södra	0,20	0,66	0,22	1,15
Medelinkomst				
norra	0,25	0,55	0,25	1,12
södra	0,23	0,55	0,23	1,08
Höginkomst				
norra	0,23	0,44	0,23	0,98
södra	0,23	0,48	0,20	0,99

Tabell 4.4 Total energianvändning i glesbygds- och tätortshushåll i kWh per krona konsumtionsutgifter, 1978

	Driv-medel	Eldnings-olja	El	Totalt
Låginkomst				
glesbygd	0,21	0,51	0,32	1,12
tätort	0,20	0,66	0,19	1,12
Medelinkomst				
glesbygd	0,31	0,58	0,25	1,21
tätort	0,22	0,55	0,21	1,05
Höginkomst				
glesbygd	–	–	–	–
tätort	0,21	0,47	0,20	0,96

Sverige. Om så är fallet underskattar beräkningarna eldningsoljeförbrukningen för hushåll i norra Sverige.

I materialet om hushållens konsumtion kan man inte direkt särskilja glesbygds- och tätortshushåll. Däremot finns uppgifter om hushåll bosatta i församlingar med olika tätortsgrad. (Tabell 4.4.)

Av tabellen framgår att glesbygdsområden använder mer drivmedel på grund av de längre avstånden till arbetsplatser, affärer o. d. I glesbygdsområden är också elanvändningen större vilket förklaras av det större antalet småhus – i vissa fall med elvärme – på landsbygden, men eventuellt också av en högre självförsörjningsgrad som kräver mer elström för t. ex. matlagning och förvaring.

Låginkomsthushåll i glesbygd använder märkbart litet eldningsolja. Hypotesen om en mer utbredd användning av ved i denna hushållsgrupp har ännu inte undersökts närmare.

Energi är en tämligen stor kostnadspost i hushållens budget – drygt 11 procent i genomsnitt. Samtidigt vet vi genom empiriska undersökningar att hushållens möjligheter att reagera på energiprishöjningar är relativt små på kort sikt. Detta gör att man inte kan bortse från fördelningsaspekten vid stora energiprishöjningar. Detta betyder å andra sidan inte att energiprisförändringar är något effektivt medel i fördelningspolitiken. Förutom biverkningar i form av en försämrad hushållning med energin är det framför allt den stora spridningen i energiförbrukning runt genomsnittsförbrukningen i olika grupper som gör energipriserna mindre lämpliga som medel i fördelningspolitiken.

4.7.3 *Inkomstfördelningen mellan energiproducenter och energikonsumenter*

Låt oss börja med att se på utbyggnaden av vattenkraften i ett land med riklig tillgång på exploaterbar vattenkraft och låt oss anta att utbyggnaden av vattenkraften sker på det sättet att man först bygger ut de vattendrag som har de lägsta utbyggnadskostnaderna. Allteftersom efterfrågan på elenergi växer tvingas man bygga ut allt dyrare vattendrag.

Under en process som utvinning av naturresurser på lång sikt, typ vattenkraft, olja, kol, uran och andra malmer uppstår det alltid s. k. lägesräntor eller resursräntor för de bäst tillgängliga naturtillgångarna. Efterhand som allt dyrare vattenkraft måste byggas ut eller övergång till andra dyrare kraftslag måste ske ökar värdet av de redan existerande och utbyggda vattendragen som årligen genererar stora s. k. producentöverskott. Med producentöverskott avses totala intäkter minus rörliga kostnader dvs. vad som ofta benämns rörelseöverskott före avskrivningar.

De långsiktigt stigande kostnaderna inom energiproduktionen och i synnerhet inom elproduktionen har lett till uppkomsten av stora s. k. intramarginella vinster eller producentöverskott. Dels kan det röra sig om s. k. lägesräntor eller vattenräntor inom vattenkraftsproduktionen, dels har restriktioner ifråga om val av energislag (typ förbud mot kärnkraft), miljökostnader, lokaliseringsrestriktioner m. m. drivit upp kostnaderna för nya elproduktionsanläggningar och därmed också elprisnivån.

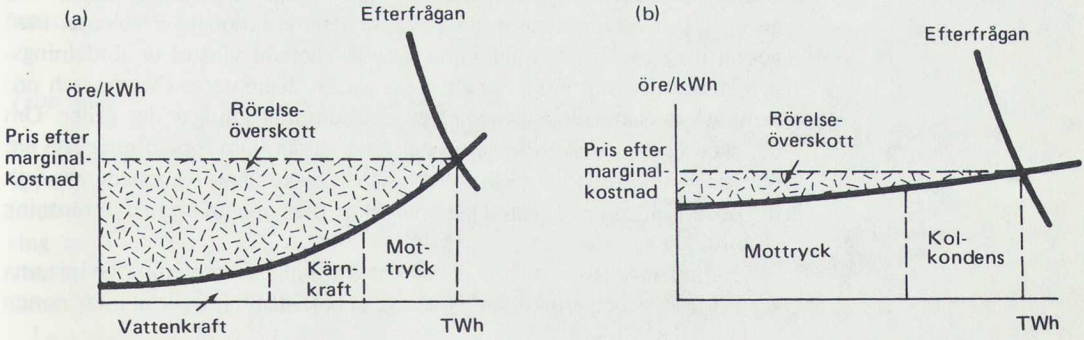
Medan elsektorn ur andra aspekter präglas av stordriftsfördelar har vi här ett exempel på stordriftsnackdelar vid ökad produktion i form av långsiktigt stigande utbyggnadskostnader och också kortsiktigt stigande marginalkostnader vid en ökning av efterfrågan inom ramen för existerande kapacitet. Dessa kortsiktiga och långsiktiga kostnadsförhållanden har för Vattenfall medfört att konflikten mellan avkastningskrav och effektivitet i prissättningen är av långt mindre betydelse än i många andra statliga affärsdrivande verksamheter t. ex. SJ.

Att de kortsiktiga marginalkostnaderna ökar med volymen beror ofta på att anläggningarna har olika ålder. Nya enheter används i basproduktionen medan gamla med högre rörliga kostnader sätts in på marginalen. Och ju kraftigare ökningen i kostnaderna är desto större blir rörelseöverskotten. Detta framgår av figur 4.8.

I Sverige kommer nästan 2/3 av elenergin från vattenkraften. Detta gör att vi för landet som helhet har en situation som liknar den i figur 4.8 (a).

Det bör här betonas att dessa rörelseöverskott inte är detsamma som "övervinsterna inom vattenkraften". Rörelseöverskotten kan uppdelas i tre komponenter: avskrivningar, "normal" vinst och "övervinst". Det är således endast en del av rörelseöverskotten som kan hänföras till de s. k. övervinsterna.

Figur 4.8 Rörelseöverskott vid (a) en kraftig resp. (b) en mindre ökning av marginalkostnaderna.



Det kan finnas många olika skäl till att man har anläggningar med olika kostnader per enhet. En modernare anläggning har kanske lägre driftskostnader än en gammal. En anläggning ligger måhända på en plats med lägre drifts- och bränslekostnader än en annan. Eller som i fallet med vattenkraften – bränslet (vattnet) är gratis, vilket inte är fallet för mera marginella mottrycksverk.

Resurs- och lägesräntor är således mycket vanliga och uppstår i ett stort antal olika verksamheter. På oljesidan är det framför allt OPEC-länderna som erhåller de stora resursräntorna samtidigt som oljeprisnivån ligger på nivån för produktionskostnaderna i de dyraste oljekällorna i Nordsjön eller däröver. På elenergisidan är det framför allt i vattenkraftsanläggningar som det uppstår lägesräntor av större omfattning.

Från hushållningssynpunkt är det av stor vikt att producentöverskotten ej tillåts påverka energiavgiftens nivå, så att dyr marginell elproduktion subventioneras med vinster från de billigare kraftslagen utan att priserna baseras på samhällsekonomisk marginalkostnad. Detta gäller också för fjärrvärme. Om vinsterna från de billigare kraftslagen utnyttjas för att subventionera de dyrare kraftslagen, skulle konsumenterna erhålla en felaktig information under vissa tidsperioder om samhällets kostnader för energiproduktionen. För ett land som Sverige skulle det innebära utnyttjandet av dyr olja för att sälja billig el och värme. Under perioden efter den första oljeprischocken befann vi oss i en sådan situation. På grund av långsiktiga kontrakt var det omöjligt att snabbt anpassa elprisnivån till de starkt stigande marginalkostnaderna i elproduktionen.

De flesta företag med egen vattenkraft torde emellertid ha en fungerande intern prissättning på el som utgår från Vattenfalls tariffer. Anslutning till kraftbörsen innebär ju också att ständiga avvägningar kan göras mellan att utnyttja elenergi för egen verksamhet eller att försälja den.

Att utnyttja vinster från billigare produktionsslag för att subventionera dyrare produktion innebär ett slöseri med resurser och utgör ett sätt att inte låta värdet av naturtillgångar komma landet tillgodo. Det är ett sätt att skapa konstgjorda komparativa fördelar för verksamheter som annars inte skulle vara lönsamma. Detta kan gälla såväl för elenergi som för gas, olja eller andra naturtillgångar.

Oljekrisen 1973/74 innebar en kraftig förskjutning i marginalkostnaderna för elproduktionen. Samtidigt uppstod stora icke förväntade vinster s. k. "windfall gains" i icke oljebaserad produktionskapacitet. Resursräntorna ökade starkt inom elproduktionen med, i Sverige, krav på en beskattning av de s. k. övervinsterna inom vattenkraftsproduktionen. Problemet med beskattning av snabbt uppkomna icke förväntade vinster ur fördelnings- och beskattningssynpunkt är att dessa genast diskonteras i värdet och priserna på de naturtillgångar eller produktionsanläggningar det gäller. Om det sker ägarbyten sker dessa till det fulla värdet. Om förväntningarna om framtiden är korrekta hos köpare och säljare diskonteras resursräntorna fullt ut i priset och den nye ägaren kan inte räkna med mer än normal förräntning i framtiden.

En djupare analys av hur en ev. beskattning av vattenkraftsvinsterna skall utformas och effekterna av en sådan beskattning ligger utanför ramen

för denna utredning eftersom problemet har överlämnats till energiskatteutredningen. Vi vill emellertid här peka på några punkter som kräver en mera utförlig analys innan de samhällsekonomiska effekterna av en sådan beskattning är klarlagda.

1. Genom vinsterna från vattenkraften har det uppstått interna kapitalmarknader inom många skogs- och stålkoncerner. Vattenkraftsvinsterna kanaliseras således i stor utsträckning till investeringar inom andra delar av dessa koncerners verksamhet eller till täckning av förluster inom koncernerna. Endast en mindre del av vattenkraftsvinsterna delas ut till aktieägare eller dras in till stat och kommun via beskatting. Är en beskattning av vattenkraftsvinsterna som kan innebära en avtappning av riskkapital och omfördelning av resurser från investeringar till offentlig sektor samhällsekonomiskt önskvärd samtidigt som den allmänna ekonomiska politiken under förutsebar framtid har motsatt inriktning?
2. Medan vattenkraftsvinsterna tidigare har varit av stor betydelse som finansieringskälla inom en viktig del av den tunga svenska industrin kan vi i framtiden förvänta oss en lägre expansionstakt i dessa branscher och därmed lägre behov av finansierings- och riskkapital. Är det samhällsekonomiskt önskvärt att eventuellt beskattade vattenkraftsvinster kanaliseras till en fond för riskkapital och finansiering av långsiktiga investeringar inom andra branscher i stället för att de beskattade medlen går direkt till statskassan?
3. I vilken utsträckning är det möjligt att enbart beskatta de s. k. övervinsterna inom vattenkraften och i vilken utsträckning kommer en beskattning av vattenkraft att vara en generell beskattning av vattenkraft ej begränsad till enbart övervinsterna?
4. Vilka övervältringsmekanismer kan tänkas vara av betydelse vid en vattenkraftsbeskattning? Vilka kommer i sista hand att betala skatten på vattenkraften? Elkonsumenterna eller elproducenterna?
5. Effekterna på det kortsiktiga kapacitetsutnyttjandet inom elproduktionen och eventuella effektivitetsförluster?
6. Effekterna på långsiktig investeringsutveckling och kapacitetsexpansion och dess konsekvenser för den långsiktiga prisutvecklingen på elenergi?

Ett alternativt utnyttjande av de s. k. övervinsterna inom energiområdet är en omfördelning av dessa till konsumenterna. Speciellt i USA finns en lång tradition med kombination av social- och fördelningspolitik och energiprissättning. Ett av de mera välkända amerikanska kraftföretagen TVA (Tennessee Valley Authority) bildades också ursprungligen som ett regionalt utvecklingsföretag. Traditionen har inneburit att producentöverskotten i stor utsträckning har överförts till lågspänningskonsumenterna via olika metoder. En av metoderna att justera prissättningen för att nå detta mål har betecknats progressiva blocktariffer eller trappstegsformade tariffer.

Trappstegsformade tariffer

En direkt omfördelning från producentöverskott till privat konsumtion kan uppnås genom införandet av trappstegsformade tariffer. I USA där sådana förekommer på hushållssidan benämns dessa "lifeline rates" eller "increasing block rates". Dessa innebär att elkonsumenterna erhåller en på ett visst sätt definierad "basbehovsförbrukning" till ett relativt lågt pris medan förbrukningen därutöver debiteras ett högre pris.

I sin mest renodlade form består tariffen av två tariffblock – ett för grund-

läggande behov med låga priser ("lifeline rates") och ett för konsumtionen därutöver och då till priser motsvarande de kortsiktiga marginalkostnaderna. Tanken är att basbehoven är så grundläggande att priskänsligheten är noll. Den priselasticitet som existerar hänför sig till behov över basnivån. Nedjusteringar skall därför ske på basnivån, där låga priser inte beräknas påverka förbrukningen.

I Sverige har framför allt diskussionen gällt möjligheterna att, speciellt i samband med en kärnkraftsavveckling, låta konsumenterna betala ett lågt pris för ett visst antal kWh och därutöver betala marginalkostnadsbaserade elpriser för resterande kWh. De tre viktigaste aspekterna på problemet är

a. definitionen av basbehov
b. omfördelningen från privata investeringar till privat konsumtion
c. en sådan tariff underlättas om kraftföretagen är integrerade med både produktion och distribution och är svårare att genomföra med den struktur på kraftförsörjningen som Sverige har idag.

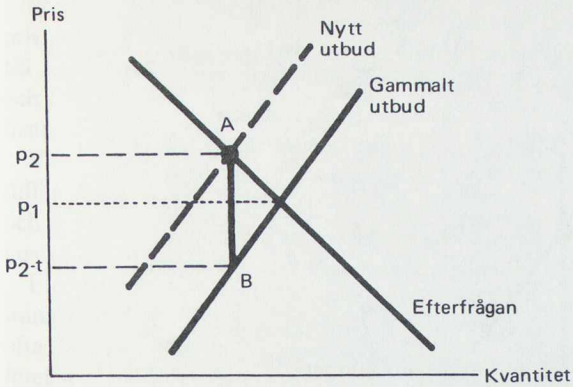
Om inte vinsterna delades ut till konsumenterna via trappstegsformade tariffer skulle de till större delen stanna kvar inom företagen och utnyttjas för framtida investeringar eller förlusttäckning medan en mindre del skulle utdelas till aktieägarna och beskattas. I stort skulle därför ett införande av trappstegsformade tariffer också innebära en omfördelning mellan investeringar och konsumtion. Partiellt sett skulle effekten bli en ökning av den privata konsumtionen på bekostnad av investeringar och offentlig konsumtion.

Ur effektivitetssynpunkt uppstår samma snedvridningsproblem vid trappstegsformade tariffer som vid fasta avgifter vad gäller effekterna på lönsamheten av olika investeringar främst mellan olika uppvärmningsformer och mellan energisparande och energitillförsel där den totala tariffnivån avgör lönsamheten.

Ett annat problem som kan uppstå om basbehovet utgör en stor andel av förbrukningen är att olika konsumenter kan få betala olika priser på elenergin trots att de marginella produktionskostnaderna är desamma. Incitamenten till riktig hushållning försvagas då om endast vissa konsumenter betalar full marginalkostnad.

Detta problem är kanske ännu mera påtagligt under s. k. declining block rates, dvs. rabatter för storförbrukare, en tariffkonstruktion som är mycket vanlig i USA. I ett sådant system så kommer olika förbrukare i allmänhert att vid en given belastning betala helt olika priser för elenergin. Om dessutom de kortsiktiga marginalkostnaderna i produktionen är stigande elimineras i stort sett incitamenten att hushålla med energin när produktionskostnaderna är som högst, medan alltför låg förbrukning kan uppstå under lågbelastningsperioder.

Effekterna på den personliga inkomstfördelningen av trappstegsformade tariffer antingen de är stigande eller fallande med avseende på förbrukningen, är också mycket svårgenomskådade. Det finns sannolikt betydligt effektivare fördelningspolitiska medel. Ur hushållningssynpunkt är det i första hand de fasta avgifterna som bör reduceras, om man vill ha till stånd en omfördelning av inkomsterna från producenter till konsumenter. Alternativet är att sänka priserna på den minst priskänsliga konsumtionen, men då är vi delvis tillbaka i de problem som karakteriserar trappstegsformade tariffer.



Figur 4.9 Beskattning av olja.

4.7.4 *Inkomstfördelningen mellan producentländer och konsumentländer*

Oljemarknaden karakteriseras av en blandning av fri konkurrens och monopol. OPEC betraktas ofta som dominerande "företag" och prisledare, medan övriga producenter förutsätts anpassa sin produktion till den internationella oljeprisnivån. Prisutvecklingen på råolja under de senaste åren har inneburit en kraftig inkomstomfördelning mellan oljekonsumenter och oljeproducenter. Det rör sig här om en "massiv resursöverföring".

Hur ser då maktfördelningen ut mellan producentländer och konsumentländer? Har konsumentländerna några möjligheter att reducera den överföring av inkomster och köpkraft till producentländerna som höga och stigande oljepriser innebär?

Det som i varje fall från OPEC:s sida tycks upplevas som det största hotet mot de framtida oljeintäkterna är beskattningen av olja i konsumentländerna.

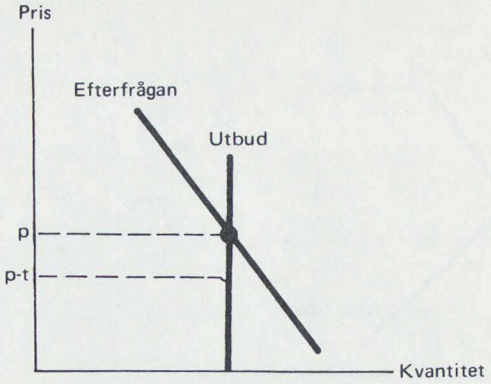
Ett klassiskt problem i samband med beskattning är vem som i sista ändan kommer att betala en skatt.

En skatt på en vara innebär att varan får ett producentpris (pris exklusive skatt) och ett konsumentpris (pris inklusive skatt). Det är ett intressant problem inom den s. k. indicensläran i vilken grad en skatt på en vara övervältras framåt på konsumenterna eller bakåt på producenterna. Låt oss illustrera problemet i figur 4.9.

Införandet av en skatt per kubikmeter olja innebär att utbudskurvan förskjuts åt vänster. Storleken på skatten representeras av sträckan AB. Det nya konsumentpriset blir p_2, medan producentpriset blir $p_2 - t$, där t är skattesatsen.

Jämfört med det gamla jämviktspriset p_1 ser vi att konsumentpriset sitgit från p_1 till p_2, medan producentpriset fallit från p_1 till $(p_2 - t)$. En del av skatten $(p_1 - (p_2 - t))$ har alltså övervältrats bakåt på producenterna och en del $(p_2 - p_1)$ framåt på konsumenterna.

Hur mycket av en skatt som drabbar konsumenter respektive producenter beror på lutningen av kurvorna. Om utbudet är helt prisokänsligt som i figur 4.10 där utbudskurvan är vertikal och utbudet alltså oberoende av



Figur 4.10 Prisokänsligt utbud.

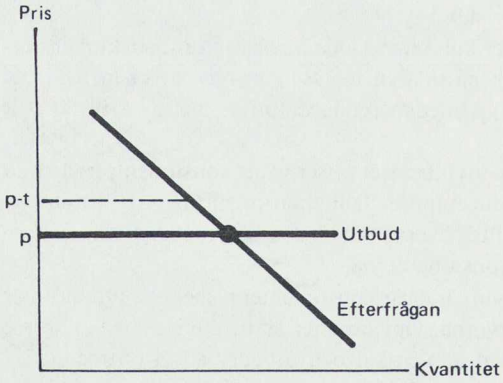
priset, övervältras hela skatten på producenterna. Om utbudet är mycket priskänsligt, så att utbudskurvan utgör en horisontell linje som i figur 4.11 övervältras hela skatten på konsumenterna.

Empiriska analyser av efterfrågan och utbud på olja tyder på att efterfrågan är betydligt mera priskänslig än utbudet. Efterfrågeelasticiteten tycks vara ungefär tre gånger så stor som utbudselasticiteten. Detta skulle innebära att ca 75 procent av en oljeskatt övervältras på de oljeproducerande länderna. Osäkerheten i siffrorna är dock stor.

För ett litet land som Sverige förhåller det sig emellertid annorlunda. Sveriges situation beskrivs snarast av figur 4.11 med en närmast horisontell utbudskurva. En isolerad svensk oljeskatt påverkar knappast världsmarknadspriset på olja. Skatten kommer att övervältras så gott som helt på konsumenterna. Det är endast konsumentländerna som grupp som kan utöva någon nämnvärd motvikt mot de oljeproducerande staterna.

4.7.5 *Energiprissättning och sysselsättningspolitik. Regional sysselsättning*

Empiriska analyser har visat att effekterna av förändrade energipriser på den regionala utvecklingen är mycket begränsade. Förslag har emellertid framförts om en differentiering av energipriserna, kanske främst via energibeskattningen, så att regionala problemområden får lägre energipriser.



Figur 4.11 Starkt priskänsligt utbud.

På grund av lägre överföringskostnader har redan idag norra Sverige lägre pris på högspänd el än övriga delar av landet. Eltariffnivån är med hänsyn till kostnadsförhållandena vid 130 kV i mellersta Norrland ca 10 procent och i Norrbotten ca 20 procent lägre än i Mellansverige. På grund av höga distributionskostnader slår detta dock inte alltid igenom på lågspänd el.

Vid beräkning av priset på eldningsolja tillämpar oljeföretagen ett mera differentierat system för regional prissättning än vad som gäller för bensin och uttar s. k. ortstillägg, vilket skall kompensera företagen för transportkostnader (se avsnitt 2.3.3).

Energipriserna, speciellt priserna på el och värme, uppvisar emellertid minst lika stora variationer inom regioner som mellan regioner, något som ofta upplevs stötande ur rättvisesynpunkt, speciellt om stora variationer förekommer inom samma kommun. Ur hushållningssynpunkt är dock oftast prisskillnaderna motiverade eftersom distributionskostnaderna på värme- och elsidan kan variera betydligt inom olika delar av en och samma kommun. Vi kommer dock inte att närmare diskutera detta problem här, men återkommer till detta i kapitel 5.

Genom lägre energipriser kan man skapa konstgjorda komparativa fördelar för vissa regioner. Partiellt sett leder detta till att fler investeringsprojekt blir lönsamma. Å andra sidan felinformeras företagen om det samhällsekonomiska värdet av energin. Resultatet blir ett felaktigt teknologi- och produktval med i många fall absurda konsekvenser. Låt oss se på ett konkret exempel från Sverige. För några år sedan diskuterades ett aluminiumsmältverk med förläggning till Jokkmokk. I en företagsekonomisk kalkyl, utförd på Industriförbundet, visade det sig att ett smältverk på 70 000 ton aluminium skulle ge 7–8 procent lägre kostnader i Jokkmokk än vid en alternativ lokalisering till Sundsvall. I den företagsekonomiska Jokkmokkkalkylen hade energikostnaden tagits upp till 2 öre per kWh. Låt oss anta att elenergin har ett värde i södra Sverige på 10 öre/kWh efter avdrag för överföringskostnader och att anläggningen förbrukar 15 MWh/ton aluminium. Samhällsekonomiskt innebär detta att smältverket i Jokkmokk skulle subventioneras med (105 – 21) 84 Mkr. Om vi här antar en rimlig sysselsättning på ca 350 årsarbetare skulle detta innebära en subvention på ca 240 000 kr per årsarbetare. Även om smältverket redan var byggt så skulle både företaget och samhället tjäna på att lägga ner smältverket och att försälja kraften söderut. Lönerna till de anställda skulle kunna fördubblas eller utgå i form av ett större engångsbelopp som kompensation för att avstå från att arbeta.

Långsiktiga regionala sysselsättningsproblem är i hög grad betingade av regionala produktivitetsskillnader och transportkostnader i kombination med en solidarisk lönepolitik som medför att lönekostnaderna är desamma över hela landet. Vid ett bibehållande av den solidariska lönepolitiken och med regionala sysselsättningsmål är det för samhället oftast billigast att bakvägen förändra lönekostnaderna så att företagen informeras om arbetskraftens samhällsekonomiska värde i olika regioner. Regionalt differentierade arbetsgivaravgifter eller andra lönekostnadssubventioner kan därför förväntas få större effekter på sysselsättningen, eftersom dessa direkt påverkar priset på arbetskraften, än regionalt differentierade energipriser. Samtidigt erhåller

företagen en korrekt information om arbetskraftens samhällsekonomiska värde. Några extrakostnader i form av snedvridningar i teknologi- och produktval uppstår inte.

Energipriser och arbetslöshet – ett näst-bästa-problem

Vi skall här se på en konkret problemställning inom ramen för teorin om näst-bästa lösning på resursfördelningsproblemen.[1] Det avsnitt som här följer är med nödvändighet relativt svårtillgängligt men är ej nödvändigt för förståelsen av senare delar av denna utredning. Följande problemställning skall diskuteras:

Om inte de reala arbetskraftskostnaderna kan påverkas, kan man då via förändrade energipriser uppnå en högre sysselsättning, och om så är fallet hur skall i så fall energipriserna korrigeras?

En precisering av problemställningen är att reallönenivån av en eller annan orsak är högre än den nivå som leder till full sysselsättning, när vi samtidigt har krav på jämvikt i bytesbalansen. Den alltför höga reallönenivån utgör ett argument för lägre energipriser än vad som annars varit fallet vid en korrekt nivå på reallönen. Eftersom det framför allt är elpriserna diskussionerna gällt kan lägre elpriser realiseras genom en ytterligare utbyggnad av produktionskapaciteten.

Det är här två invändningar som kan riktas mot detta argument:

1. Ett beslut om en ytterligare utbyggnad av produktionskapaciteten kommer inte att påverka elpriserna förrän om ytterligare 5–10 år. Sysselsättningspolitiskt förefaller det orimligt att betrakta ett eventuellt sysselsättningsproblem som beror på för hög reallön mot slutet av 1980-talet eller början av 1990-talet som en utgångspunkt för de ekonomisk-politiska besluten idag. Om reallöneutvecklingen under de närmaste åren kan styras och påverkas genom den ekonomiska politiken och/eller man genom ekonomisk-politiska åtgärder kan påverka sambandet mellan reallön och sysselsättning så rycks grunden undan för detta näst-bästa-argument om lågt energipris.
2. Den andra invändningen, som också gäller i detta fall, är att det är oklart i vilken riktning som argumentet verkar. Orsaken till detta är att det är långt ifrån självklart att hänsyn till sysselsättningen är ett argument för låga elpriser. Låga elpriser kräver stora investeringar i kraftutbyggnad. Dessa investeringsresurser kunde alternativt utnyttjas för direkta investeringar i näringslivet i form av flera och bättre maskiner, byggnader osv. De ökade investeringarna i näringslivet kan ge upphov till en minst lika stark effekt på sysselsättningen som en stor elproduktionskapacitet ger upphov till. Eftersom ökade investeringar leder till en ökad elförbrukning är problemet att få till stånd en optimal avvägning mellan investeringarna i elproduktion och investeringar i övrig produktion.

En närmare analys av problemet visar att elpriset till näringslivet bör ligga under den långsiktiga marginalkostnaden om och endast om en ökning av tillgången på realkapitalet med en enhet ökar arbetskraftens marginella produktivitet mera om realkapitalet investeras i kraftproduktion och ökningen i kraftproduktion går till näringslivet än om realkapitalet investeras direkt i näringslivet.

En annan problemställning utifrån samma förutsättningar med arbetslöshet och hög reallön är om man inom en given produktionskapacitet av sysselsättningsskäl skall

[1] Se Hoel M. Optimal kraftutbygging og prissetting av kraft i en ökonomi med arbeidsledighet. Memorandum Oslo 1979.

låta konsumenterna betala ett högre elpris än näringslivet. En närmare analys av detta problem visar att om hushållens elpris inte påverkar lönerna, och därmed indirekt sysselsättningen, i ekonomin och det råder teknisk komplementaritet i en speciell betydelse mellan arbetskraft och elektricitet i näringslivet så bör hushållskonsumenterna betala ett högre elpris än näringslivet. Teknisk komplementaritet innebär att en ökning av energitillgången i näringslivet ökar marignalproduktiviteten av arbetskraft, så att sysselsättningen ökar vid en given reallön.

För att avgöra storleken på avvikelserna mellan elpris till hushåll och näringsliv eller avståndet mellan långsiktig prisnivå och långsiktig marginalkostnad krävs dessutom numeriska beräkningar av s. k. produktionsfunktioner och efterfrågefunktioner. En genomgång av empiriska undersökningar på fältet visar att de empiriska resultaten är delvis motstridande. Kunskapsläget är därför sådant att det idag är omöjligt att komma med säkra rekommendationer om eventuella korrigeringar av elpriserna med hänvisning till näst-bästa-problem.

4.8 Sårbarhet och oljeberoende

4.8.1 *Inledning*

Ända sedan oljekrisen 1973–74 har den svenska ekonomins sårbarhet för störningar från oljeimportsidan varit i fokus för den energipolitiska diskussionen. Med ett systems sårbarhet förstår vi systemets störningskänslighet eller med andra ord konsekvenserna på systemet av bestämda händelser.[1] Uppenbarligen kan en stor mängd potentiella störningsrisker identifieras för ett system som det svenska energisystemet. Likaså kan konsekvenserna av en given störning mätas i flera olika dimensioner såsom effekter på sysselsättning, inskränkning i konsumtionsutrymme etc. Som exempel kan vi definiera den svenska ekonomins sårbarhet för oljeembargon mätt i förlorad konsumtion som den procentuella reduktion av konsumtionen som nödvändiggörs av en enprocentig reduktion i oljeimporten. Någon entydig "sårbarhet" kan således inte definieras utan termen sårbarhet bör alltid användas i samband med en antagen störning och den variabel i vilken effekten mäts. Vidare måste tidsperspektivet klargöras i det att konsekvenserna av en given störning förändras med tiden från störningstidpunkten.

Med denna precisering utgör "sårbarheten" en viktig karakteristika för energisystemet. "Sårbarheten" kan normalt reduceras genom olika typer av investeringar och i vissa fall också genom en minskad oljeimport eller som det ofta uttrycks ett minskat oljeberoende. Ett beslut om energisystemets inriktning bör således baseras på en avvägning mellan kostnaden för dessa åtgärder och värdet av den minskade sårbarheten.

Termen *beroende* är emellertid vag. När det gäller oljeberoende kan vi konstatera att ekonomins möjligheter att producera naturligtvis är avhängiga tillgången på olja. Vi kan säga att det råder ett beroendeförhållande mellan den svenska ekonomin och den internationella oljemarknaden. Man kan då fråga sig om styrkan i detta beroendeförhållande kan mätas på något enkelt sätt. Ett energipolitiskt mål är att minska oljeberoendet, varvid man syftar till att minska oljeimporten i relation till övrig energiförbrukning. Det är emellertid inte säkert att styrkan i beroendeförhållandet minskar genom en minskning av oljeimporten. Det är i relationen mellan en händelse

[1] Se Walfridsson B. Sårbarhet och energipolitik, Stencil Göteborg 1981.

på oljemarknaden och konsekvenserna för den svenska ekonomin av denna händelse som styrkan i beroendeförhållandet visar sig. Vi uppfattar begreppet *sårbarhet,* som just denna relation.

Om oljeförbrukningen minskas kommer effekten av en given prishöjning att bli mindre i termer av real kostnad för prisökningen. Däremot kan en minskad oljeförbrukning också innebära att känsligheten för importstörningar ökar i och med att förbrukningsminskningen åstadkommits genom att ineffektiva anläggningar utrangerats och en ytterligare minskning av förbrukningen måste göras i effektiva anläggningar, vilket implicerar en större produktionsinskränkning.

I vissa avseenden kan alltså sårbarheten reduceras vid en reducerad oljeförbrukning medan den i andra avseenden kan öka. Det kan således uppstå målkonflikter mellan olika typer av sårbarhetsreduktion. Det krävs därför en djupgående analys av relativt komplicerade samband mellan mål och medel om en politik för reducerad sårbarhet skall vila på en säker grund och onödiga kostnader undvikas för samhällsekonomin. Det är mot denna bakgrund vi i nästa avsnitt diskuterar det ofta framförda förslaget om ett golvprissystem för olja som ett medel att reducera sårbarheten.

4.8.2 *Golvpris på olja*

En viktig målsättning i den svenska energipolitiken är ett reducerat oljeberoende. Osäkerheten om den framtida prisutvecklingen på olika energiråvaror framhålls ofta som ett betydelsefullt hinder för genomförandet av vid dagens oljeprisnivå lönsamma oljeersättningsinvesteringar. Detta förhållande har aktualiserat införandet av prisgarantier på olja i form av ett s. k. golvpris eller bottenpris på olja. Tanken är här att staten, oavsett vad som händer med världsmarknadspriset på olja, åtar sig att hålla försäljningspriset inom landet vid en minsta prisnivå eller viss prisutveckling, t. ex. en årlig realprisstegring på 2 procent. Om världsmarknadspriset sjunker, eller endast ökar långsamt, träder garantisystemet i funktion genom en oljeskatt som fyller ut avståndet mellan världsmarknadspriset och den garanterade inhemska prisnivån. Ett system med ett golvpris på olja förutsätter alltså en variabel oljeskatt.

Även om prisnivån på olja kan förväntas stiga i reala termer på lång sikt är prisutvecklingen på kort och medellång sikt mycket osäker. Man har att räkna med möjligheter till såväl betydande sänkningar som höjningar av prisnivån. Med den struktur som präglar oljemarknaden kan denna osäkerhet förutsättas vara bestående även i framtiden. Osäkerheten måste därför beaktas vid utformningen av oljeersättningspolitiken om denna skall bli samhällsekonomiskt effektiv. Är då ett golvpris på olja ett effektivt medel för att åstadkomma en samhällsekonomiskt optimal volym på oljeersättningsinvesteringarna? Är med andra ord en garanterad framtida oljeprisutveckling ett samhällsekonomiskt effektivt försäkringssystem.

Frågan är mycket komplicerad. Ett golvpris på olja innebär inte bara en styrning av prisförväntningarna utan ger också en garanti för att prisförväntningarna realiseras samt en lönsamhetsgaranti för enskilda konsumenter och företag vid oljeersättande investeringar. Ett golvpris på olja kan dels motiveras med att staten kan förväntas göra bättre prognoser om den fram-

tida prisutvecklingen på olja dels med att företagens och konsumenternas attityder till risk avviker från statens. Ett problem är att olika företag och konsumenter kan antas ha olika förväntningsbilder. Möjligheten att med ett golvpris driva fram samhällsekonomiskt lönsamma oljeersättningsinvesteringar hos beslutsfattare med låg förväntad prisutveckling bör alltså vägas mot riskerna att driva fram samhällsekonomiskt olönsamma projekt hos företag och hushåll med förväntningar om en snabb prisutveckling. Golvprissystemets värde är därför störst om företag och hushåll har homogena prisförväntningar som innebär en betydande underskattning i förhållande till statens.

Utan tvekan skulle ett garantiprissystem för oljan utgöra ett starkt incitament för oljeersättande investeringar. Frågan gäller därför närmast vilka bieffekter ett sådant system kan tänkas ha och i vilken mån graden av oljeersättning i den svenska ekonomin står i relation till den överordnade målsättningen om en reducerad sårbarhet för störningar från oljemarknaden.

De invändningar som kan resas mot ett prisgarantisystem för olja är främst följande:

1. Det råder stor osäkerhet om vem som har den bästa informationen och de bästa förväntningarna om den framtida prisutvecklingen på oljemarknaden. Det är långt ifrån säkert att en strömlinjeformning av förväntningarna om den framtida prisutvecklingen på olja leder till en samhällsekonomiskt mera effektiv fördelning av resurserna mellan oljeersättande investeringar och andra investeringar än vad som erhålls då investeringsbesluten baseras på enskilda företags och hushålls egna förväntningar om den framtida prisutvecklingen.
2. Det råder också en stor osäkerhet om sambandet mellan mål och medel i den svenska oljepolitiken. Den överordnade målsättningen uttrycks ofta som en reducerad sårbarhet dels med avseende på akuta störningar och kriser från oljemarknaden med rena ransoneringssituationer som följd, dels med avseende på den stabiliseringspolitiska sårbarheten för den svenska ekonomin. Det råder här oklarhet om i vilken utsträckning en ökad grad av oljeersättning verkligen reducerar effekterna på den svenska ekonomin i ett akut krisläge och inte tvärtom. Effekterna på avvägningen mellan oljeersättande investeringar och investeringar som skapar flexibilitet för framtiden är också oklar.
3. Genom att helt frikoppla den inhemska prisutvecklingen på olja från världsmarknadsprisutvecklingen skapas det konstgjorda komparativa nackdelar för oljekrävande svensk industri. Snedvridningseffekterna kan förväntas bli betydligt mera omfattande än vid en beskattning av oljan som låter oljepriserna variera både uppåt och nedåt men med en viss marginal till världsmarknadspriset.

Ett något annorlunda argument för ett garantipris på olja har varit att vi redan nu bör anpassa oss till en förväntad framtida högre prisnivå. Vi har tidigare diskuterat detta argument i samband med en avveckling av kärnkraften. Slutsatsen där var att även om vi med säkerhet vet att oljepriset i framtiden kommer att ligga på en högre nivå än för närvarande så är det förenat med kostnader att redan nu anpassa sig till en högre framtida prisnivå. För att uppnå en samhällsekonomiskt effektiv fördelning av resurserna i ekonomin bör investeringsbeslut och teknologi baseras på förväntningar om hela den framtida prisutvecklingen för olika produktionsfaktorer. Det är alltså en sammanvägning över tiden av priserna på de olika produktionsfaktorerna som bestämmer teknologivalet.

Mot bakgrund av ovanstående diskussion finner utredningen att det inte

finns tillräckliga skäl för att Sverige som enda land nu skall rekommendera införande av ett golvprissystem för olja. Däremot har vi inte tagit ställning till om Sverige skall ansluta sig till ett internationellt sådant system.

4.8.3 *Stabiliseringspolitik och oljeberoende*

Medan ett golvpris på olja i enbart Sverige kan betraktas som ett medel med oklara men sannolikt stora biverkningar, är en beskattning av oljan ett mera naturligt medel i en politik för minskat oljeberoende. Den interna prisutvecklingen på oljan kommer då att följa variationerna i världsmarknadsprisets utveckling och inte vara helt frikopplad från detta. En beskattning av oljan kan framför allt motiveras utifrån stabiliseringspolitiska skäl. Den omfattande analys av effekterna på sysselsättning och välstånd av en ökad knapphet på energi som utförts under senare år kan sammanfattas på följande sätt:

a. Det existerar ingen direkt målkonflikt mellan gradvis stigande energipriser och full sysselsättning.
b. Effekterna på den potentiella tillväxttakten i industriländernas produktionstillväxt av gradvis stigande energipriser är små under i varje fall en 20-årsperiod.
c. Kraftiga prishöjningar på energi kan leda till svåra stabiliseringspolitiska problem med allvarliga konsekvenser för sysselsättning och faktisk tillväxttakt.

Energiprischocker

Även om det således inte föreligger någon direkt målkonflikt mellan full sysselsättning och en gradvis ökad knapphet på energi kan däremot plötsliga och omfattande prisökningar på importerade energiråvaror leda till kraftiga störningar i den makroekonomiska stabiliteten i industriländerna med allvarliga effekter på produktion och sysselsättning som följd. Utvecklingen efter den första oljekrisen illustrerar detta. En ökning i priset på råolja för ett land som Sverige har tre viktiga effekter:

1. Prisökningen har karaktären av beskattning från de oljeproducerande ländernas sida och verkar således åtstramande på köpkraften i Sverige.
2. En oljeprishöjning leder till försämrat konkurrensläge för den svenska industrin.
3. Ökningen i prisnivån på grund av det höjda oljepriset leder till att reaivärdet av pengar och förmögenheter reduceras med dämpande effekt på efterfrågan.

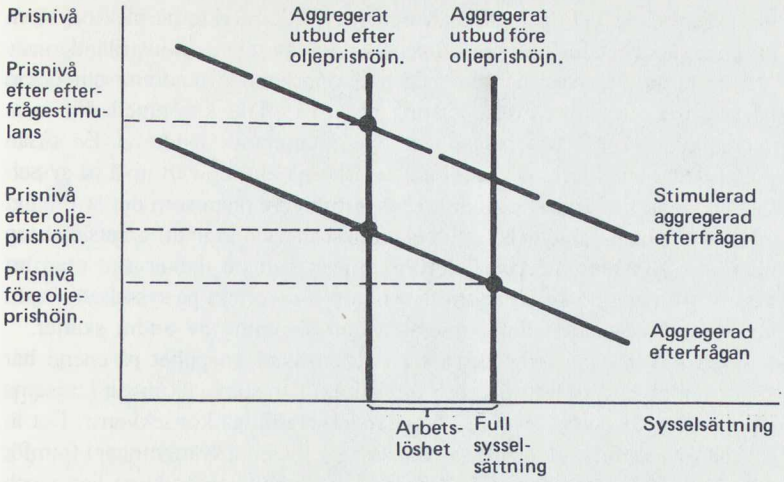
Vi skall här inom ramen för en makroekonomisk modell belysa de effekter som kan uppstå i en ekonomi av Sveriges typ vid en stark prisökning på olja.[1]

Låt oss först studera effekterna på kostnadssidan i ekonomin. Om sysselsättningen skall förbli oförändrad när priset på olja stiger måste reallönen sjunka. Detta kan vara mycket svårt att åstadkomma. För det första kan det vara svårt att bromsa upp takten i den nominella löneökningen. Reallönen kan endast sjunka genom att priserna tillåts öka mer än lönerna.

För att upprätthålla sysselsättningen måste emellertid reallönen sänkas på något vis. En stimulering av efterfrågan är alltså ej tillräcklig för att öka sysselsättningen. Låt oss illustrera problemet i figur 4.12.

I figuren har inlagts kurvorna för aggregerad efterfrågan och aggregerat

[1] Se Hoel M. Makroökonomiske konsekvenser av en sterk ökning av råoljeprisen på kort og lang sikt., Sosialökonomen 1979:4 och Rödseth A. Oljeprisar of ökonomiske krisar, Sosialökonomen 1978:9.



Figur 4.12 Effekterna på prisnivå och arbetslöshet vid en efterfvrågestimulerande politik vid trögrörliga reallöner.

utbud i en ekonomi. Utbudskurvan är vertikal om vi antar att reallönerna är rigida. Om efterfrågan stimuleras innebär detta att kurvan för aggregerad efterfrågan förskjuts uppåt. Som vi ser påverkas endast prisnivån medan arbetslösheten kvarstår. Fenomenet brukar vi beteckna som stagflation, dvs. en situation där vi samtidigt har inflation och arbetslöshet.

Enda möjligheten att öka sysselsättningen är att sänka produktionskostnaderna i ekonomin. Om inte reallönerna kan påverkas direkt via avtalsförhandlingarna kan de påverkas indirekt via förändringar i arbetsgivareavgifter och andra lönekostnadspålägg. I ekonomier med hög nivå på arbetsgivaravgifter (inkl. olika typer av sociala avgifter) finns det alltså stora möjligheter att bakvägen sänka kostnaderna för att öka sysselsättningen. En sänkning av arbetsgivaravgifterna ger emellertid upphov till expansiva effekter på ekonomin och ökar sannolikt inflationstakten. En tillfällig ökning i inflationstakten kan därför vara nödvändig för att hindra att oljeprisökningen leder till arbetslöshet.

Låt oss nu gå över till att diskutera efterfrågesidan i ekonomin. Vi förutsätter då att en ökning i priset på olja också innebär att värdet av den totala oljeimporten ökar, dvs. att den importerade kvantiteten inte minskar med lika många procent som oljepriset ökar. Överflyttningen av köpkraft från de oljeimporterande länderna till de oljeexporterande länderna kommer då att få dämpande effekter på den samlade efterfrågan. Inkomstomfördelningen sker till länder som inte direkt har möjlighet att konsumera alla inkomsterna, utan en del av inkomsterna sparas. Om inga åtgärder vidtas för att kompensera bortfallet i efterfrågan i industriländerna kommer sysselsättningen att sjunka. Om de nominella lönerna endast kan sänkas via ökningar i prisnivån leder detta, via effekterna på den reala penningmängden i ekonomin, också till en dämpning i produktion och sysselsättning (en ökad prisnivå sänker den reala penningmängden). För att eliminera denna effekt måste alltså den nominella penningmängden öka samtidigt som realpriset på oljan ökar. De åtgärder som vidtogs i de viktigaste industriländerna i samband med oljekrisen 1973/74 innebar emellertid motsatsen, nämligen en reduktion i penningmängden: tillväxten i penningmängden var

klart lägre både 1974 och 1975 än den var 1973. Effekterna blev också en omfattande arbetslöshet och reduktion i tillväxttakt i industriländerna.

Effekterna på bytesbalansen i de oljeimporterande länderna blir också negativ när oljepriserna ökar. Denna negativa effekt kan emellertid motverkas av en kontraktiv politik i de oljeimporterande länderna. En sådan politik leder emellertid också till arbetslöshet. Vid en given nivå på sysselsättningen är det endast genom en beskattning av oljan som det är möjligt att något reducera underskottet i betalningsbalansen utan att arbetslösheten ökar. En viss reduktion i oljeförbrukningen kan då tänkas ske utan att sysselsättningen hotas. Tvärtom får vi en positiv effekt på sysselsättningen genom att oljeskatten kompenseras av en sänkning av andra skatter.

Även om de långsiktiga effekterna av en ökad knapphet på energi har små effekter på sysselsättning och tillväxttakt kan starka ökningar i priserna på importerade energiråvaror få betydande kortsiktiga konsekvensr. Det är således ekonomins svårigheter att anpassa sig till stora svängningar i framför allt oljepriserna som den stora sårbarheten för industriländerna ligger och inte så mycket i den påverkan på den potentiella produktionskapaciteten som följer av jämnt stigande oljepriser. Beräkningar som gjordes efter den första oljekrisen 1973/74 visade att effekterna av oljeprishöjningarna på den *potentiella* tillväxttakten och utrymmet för privat konsumtion var mycket små. Den faktiska anpassningen av industriländernas ekonomier till högre oljepriser gick dock inte smärtfritt. Beräkningar visar också att om industriländerna hade klarat av att hålla efterfrågan och kapacitetsutnyttjande uppe efter oljekrisen, hade man kunnat betala flera gånger det faktiskt betalda priset per fat olja utan att standarden blivit lägre än vad den blev åren efter oljekrisen, då man faktiskt betalade under 10 $ per fat för olja. De kortsiktiga välfärdsförlusterna genom arbetslöshet och nedgång i tillväxttakt och produktion kan alltså vara mycket omfattande. Sett från sysselsättningssidan är således Sveriges och andra oljeimporterande länders energiproblem inget genuint energiproblem utan ett stabiliseringspolitiskt problem.

Den stabiliseringspolitiska sårbarheten av oljeprischocker för den svenska ekonomin har också studerats inom ramen för ett omfattande forskningsprojekt.[1]

Projektet har undersökt hur man kan minska effekterna av en oljeprischock som inträffar omkring 1990. Om en forcerad oljebesparing genomförs redan tidigt på 80-talet ter sig de inhemska stabiliseringspolitiska problemen väsentligt mer överkomliga. Risken för en långvarig ekonomisk kris minskar.

För att återställa balansen efter en oljeprischock visar resultaten att det krävs en relativt drastisk bantning av den inhemska oljeförbrukningen. Men någon väsentlig minskning av oljeanvändningen förutsätts inte kunna ske. Detta sammanhänger dels med den tröghet som ligger i bindningen till existerande anläggningskapital, dels med förhållandet att den mycket stora exportexpansionen som krävs för att nå jämvikt i bytesbalansen inte kan åstadkommas utan en viss fortsatt expansion av den energiintensiva basindustrin. För att få en snabb anpassning är det medel rapporten utvisar en neddragning av reallönerna.

Sårbarheten i ekonomin kan emellertid minskas. Dels genom snabbare ekonomisk tillväxt och dels genom olika energipolitiska åtgärder. Den största förändringen menar rapportförfattarna uppnås genom en skärpt oljebeskattning.

[1] Se Bergman, Mäler & Ysander Energi, stabilitet och tillväxt i svensk ekonomi. Arbetsrapport IUI 1981:36.

En oljebeskattning som införs redan under 80-talet möjliggör en snabbare ekonomisk tillväxt genom att den framtvingade oljesubstitutionen minskar betalningsbalansproblemet. Genom att den totala oljenotan 1990, som träffas av oljeprischocken är mindre, och genom att den inhemska konsumtionsnivån är något högre reduceras – i det fall en oljeskatt har införts – den nedbantning av konsumtionen som krävs för en anpassning under krisåret.

Det är genom analyser av den typ vi här givit exempel på som en fastare grund kan erhållas för den svenska oljeprispolitiken. Konkreta förslag till utformningen av denna politik åvilar emellertid energiskatteutredningen och utredningen om de internationella energimarknaderna.

4.9 Energibeskattning

4.9.1 *Inledning*

De problem som diskuterats i samband med energibeskattning – bl. a. i energikommissionens arbete – har i allmänhet att göra med bristande neutralitet i den allmänna energiskattens utformning och med därav föranledda risker för snedvridning av resursanvändningen. Vad som bör menas med neutralitet och snedvridning i det här sammanhanget är långt ifrån självklart.

Enligt teorin för optimal beskattning får man de minsta effektivitetsförlusterna om beskattningen drabbar så lite priskänsliga produkter som möjligt om målsättningen är att dra in en viss summa pengar till staten. Inom industrin är det framför allt de konkurrensutsatta delarna som har en hög priskänslighet, eftersom priserna på deras produkter i hög grad bestäms på världsmarknaden. Den skyddade delen av näringslivet har däremot betydligt större möjligheter att övervältra högre energikostnader i priserna på varor och tjänster. På hushållssidan är det en skillnad mellan energi för uppvärmning och energi för belysning. I det senare fallet torde priskänsligheten vara relativt låg, medan uppvärmningsenergin är relativt priskänslig.

Om syftet är att styra energianvändningen bör i första hand de priskänsligaste områdena beläggas med skatt. Om syftet däremot är att erhålla en viss statsfinansiell inkomst är det de minst priskänsliga områdena som bör beskattas. Som framgår av redogörelsen ovan är det de statsfinansiella motiven som bestämt inriktningen av energibeskattningen samtidigt som man delvis försökt undvika snedvridningar och effektivitetsförluster genom vissa undantagsregler för den mest priskänsliga delen av industrin.

4.9.2 *Frågan om neutral beskattning*

En stor del av den svenska skattediskussionen, bl. a. i energikommissionens styrmedelsgrupp (EKD) och de senaste årens energiskatteutredningar, har kretsat kring frågor om neutralitet i beskattningen.

I välfärdsekonomisk skatteteori brukar med neutral (eller icke-diskriminerande, eller effektiv) beskattning avses skatter som inte ändrar pris- och kostnadsrelationerna mellan olika varor och tjänster, eller annorlunda uttryckt mellan olika alternativ i hushållens och företagens ekonomiska valsituationer. Helt neutrala skatter, s. k. klumpsummeskatter, står emellertid

i allmänhet inte till buds – i varje fall inte i tillräcklig omfattning för att åstadkomma alla önskade omfördelningar av realinkomster. Man hamnar därmed i valsituationer där s. k. "näst bästa" lösningar måste tillgripas. Där brukar termen effektiv skatt i stället reserveras för sådana skatter som så litet som möjligt snedvrider substitutionsförhållandena och därmed också resursanvändningen.

Begreppet neutral beskattning hör alltså hemma i situationer där man vill undvika att skatten ger styreffekter, bortsett från den indragning av köpkraft och allmän efterfrågedämpning som då är beskattningens syfte. Det handlar med andra ord om beskattning med fiskalt eller statsfinansiellt syfte. I frånvaro av helt neutrala skatteformer är generellt verkande varu- och inkomstbeskattning att betrakta som relativt litet diskriminerande alternativ. Mervärdeskatten torde i själva verket vara ett av de minst diskriminerande inslagen i det svenska skattesystemet. Som framhölls ovan har energiskatterna i Sverige fram till de senaste åren haft en nästan uteslutande statsfinansiell funktion. I den situationen framstår ett inordnande av energiskatterna i mervärdebeskattningen som en naturlig åtgärd.

Också selektivt verkande varuskatter kan dock vara tämligen effektiva i det här avseendet. Det förutsätter emellertid att efterfrågan på de beskattade varorna är okänslig för prisändringar. Bedömningar av det slaget torde exempelvis ha legat bakom användningen av bensinskatter som finansieringskälla. Syftet har varit att påverka den allmänna efterfrågenivån för konsumentvaror snarare än bensinefterfrågan i sig.

Önskemålen att undvika styreffekter speglas på flera sätt i det nuvarande energiskattesystemets utformning, mest påtagligt kanske i undantags- och dispensreglerna för särskilt energiintensiv (och därmed ofta särskilt energipriskänslig) produktion.

5 Jämförelser mellan nuvarande priser på energi och de samhällsekonomiska marginalkostnaderna för energi

5.1 Marginalkostnadsprissättning i teori och praktik

Vi har i kapitel 4 definierat den kortsiktiga samhällsekonomiska marginalkostnaden för energi som den marginella energikostnaden plus en kapacitetskostnad plus eventuella externa kostnader per kWh. I ett energisystem som omfattar ett större område varierar den kortsiktiga marginalkostnaden kontinuerligt från sekund till sekund. En perfekt marginalkostnadsprissättning innebär härvid att priset varierar kontinuerligt. På grund av begränsade mätmöjligheter och höga mätkostnader är det idag inte möjligt att tillämpa en sådan perfekt marginalkostnadsprissättning utan varje prissättningssystem blir approximation till den fulländade modellen. De senaste årens utveckling på mätsidan har emellertid inneburit ökade möjligheter att inom en relativt nära framtid successivt påbörja en övergång till en alltmer förfinad marginalkostnadsprissättning på el. För fjärrvärme har utvecklingen på bränslesidan också ökat behovet av mera differentierade energiavgifter. Effekterna av en förändring av prissättningen i denna riktning analyseras i kapitel 6.

Syftet med detta kapitel är främst att för olika energislag jämföra den teoretiska modellen för marginalkostnadsprissättningen med dagens verklighet på prissättningssidan. Det första problemet gäller då karakteristiken av dagens prissättningssystem på elenergi och fjärrvärme. Kan man rubricera dessa som en prissättning efter kortsiktig marginalkostnad?

Frågan har två dimensioner. Den ena gäller kombinationen av ett rörligt energipris med fasta avgifter. Den andra gäller graden av tidsdifferentiering av det rörliga energipriset.

I den ideala modellen för marginalkostnadsprissättning finns det inga fasta avgifter utan endast ett rörligt pris på energi (energiavgift). Samhällsekonomiskt har de fasta avgifterna karaktär av indirekt beskattning. Som diskuterats i kapitel 4 har de fasta avgifterna effekter framför allt på lönsamheten hos vissa typer av investeringar.

Antingen vi utgår ifrån att den totala privata konsumtionen i ekonomin ska vara opåverkad av förekomsten av fasta avgifter eller inte måste bedömningen av de fasta avgifternas snedvridande effekter på energisidan vägas mot de effekter som skulle uppstå om den privata konsumtionen skulle begränsas på ett alternativt sätt via någon annan form av beskattning. Det är då svårt att finna argument för att de fasta avgifterna på energi är mera snedvridande än andra alternativa skatter.

Vi väljer därför att benämna ett prissättningssystem som kombinerar ett rörligt pris motsvarande marginalkostnaderna med fasta avgifter som en prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad även om den totala taraffnivån då överstiger (eller vid negativa fasta avgifter understiger) den kortsiktiga marginalkostnaden. Den fasta avgiften spelar i praktiken liten roll för utnyttjandet av den tillgängliga kapaciteten, framför allt vad gäller högspänd elenergi. För närvarande utgör den enbart ca tre procent av intäkterna från försäljning av högspänd elenergi. Oavsett om den totala taraffnivån baseras på medelkostnad eller långsiktig marginalkostnad är det således, med detta synsätt, höjden på det rörliga energipriset som bestämmer om prissättningsprincipen kan rubriceras som kortsiktig marginalkostnad. En energiavgift enligt kortsiktig marginalkostnad kan således kombineras med en tariffnivå baserad på medelkostnad eller långsiktig marginalkostnad. Vi anser att en sådan distinktion är viktig och bidrar till att skapa klarhet i debatten om prissättningen på energi.

När det gäller graden av tidsdifferentiering kan man föreställa sig en glidande skala från en enda energiavgift konstant under hela året, över en uppdelning av året i perioder med hänsyn till variationer i marginalkostnaderna till en kontinuerligt variabel energiavgift. Om den kortsiktiga marginalkostnaden varierar kraftigt under olika tider finner vi det rimligt att kräva tidsdifferentiering av energiavgiften under året för att vi ska kunna karakterisera prissättningen som marginalkostnadsprissättning.

På områden där energi prissätts i konkurrens mellan företag kan man förvänta sig att de priser som bildas är företagsekonomiskt effektiva priser, dvs. priser som motsvarar företagens marginalkostnader. Som framgår av kapitel 4 måste man till dessa priser även lägga externa kostnader för att få samhällsekonomiskt effektiva priser. I verkligheten råder det stora svårigheter att bestämma de marginella externa kostnaderna. I de flesta fall har man därför avstått ifrån att vid en energiprissättning söka bedöma dessa kostnader och förutsatt att hänsyn till miljön tas via skatter, avgifter och regleringar. Analysen i kapitel 4 visar dessutom att när det gäller prisbildning och prisutveckling på olja finns det också stabiliseringspolitiska och fördelningspolitiska aspekter av stor betydelse.

5.2 Elproduktionssystem och marginalkostnader i Sverige

Vid driften av det svenska elproduktionssystemet utnyttjas i första hand produktionskällor med låga rörliga kostnader (vattenkraft och kärnkraft). Om dessa produktionskällor ej klarar aktuell belastning måste produktionskällor med successivt högre och högre rörlig kostnad tas i drift (fossileldad mottrycks- och kondenskraft samt sist gasturbiner). Med kortsiktig marginalkostnad menas den rörliga kostnaden för den sist startade produktionskällan plus eventuell kapacitetskostnad. Produktionssystemets kortsiktiga marginalkostnader kommer därmed att bli beroende av de rörliga produktionskostnaderna för tillgängligt produktionssystem och belastningsnivån vid varje tidpunkt.

På grund av att belastningsnivån hela tiden varierar över säsonger, veckor och dagar och produktionsnivån måste regleras i exakt motsvarande om-

fattning kommer den kortsiktiga marginalkostnaden att variera i tiden. Variationerna begränsas bland annat på grund av att den reglerbara vattenkraften kan utnyttjas både för att utjämna dygnsvariationerna och att ersätta kraftslag med höga bränslekostnader under högbelastningsperioder. Vidare förläggs underhållet av produktionskällorna till tider med låg belastningsnivå. Den resulterande marginalkostnaden kommer dock ändå att innehålla avsevärd såväl säsongs-, vecko- som dygnsvariation.

Vid sidan av de årliga belastningsvariationernas inverkan på marginalkostnaden tillkommer andra faktorer som har stor betydelse. Exempel på detta är tillgänglig produktionskapacitet, belastningsutveckling m. m.

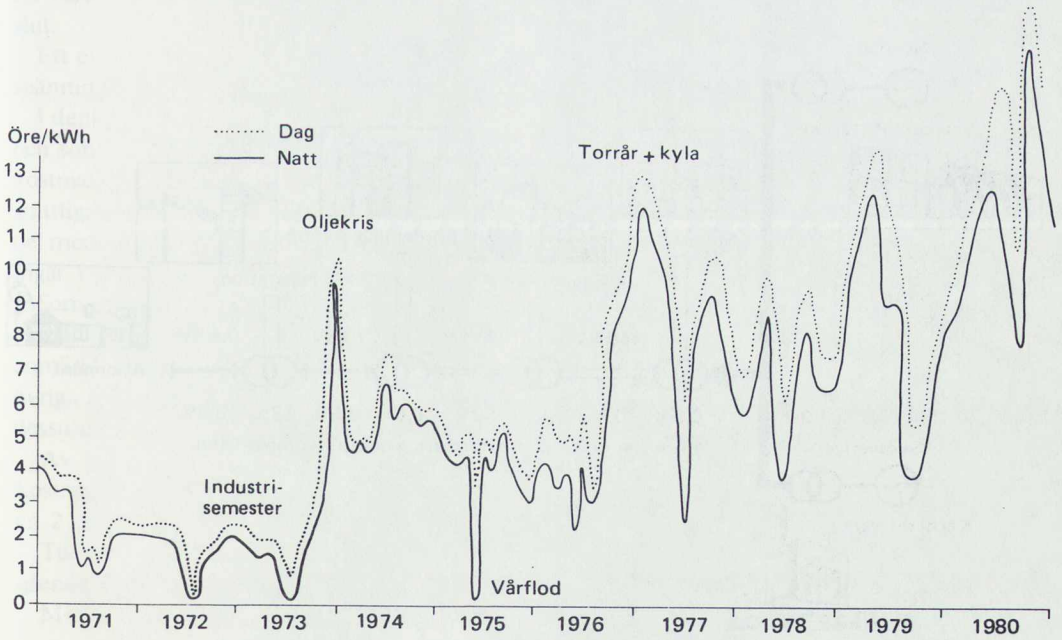
En viktig faktor som påverkar tillgänglig produktionskapacitet är vattentillrinning. Under år med god vattentillgång (våtår) kan utnyttjningen av produktionskällor med höga rörliga kostnader begränsas. Under år med dålig vattentillgång (torrår) måste dock produktionskällor med höga rörliga kostnader utnyttjas. Marginalkostnadernas nivå kommer därför att vara starkt beroende av vattentillgången.

På motsvarande sätt påverkar värmekraftens tillgänglighet marginalkostnaden. Speciellt stor betydelse har kärnkraftens tillgänglighet.

Även belastningsutvecklingen inverkar. Ett år med högkonjunktur för industri och samtidigt kallt väder medför att belastningsnivån och därmed marginalkostnaden stiger.

Vattentillgången, värmekraftens tillgänglighet och belastningens variation på grund av konjunktur och temperatur kan således påverka marginalkostnaden kraftigt enskilda år. Sett över en längre tidsperiod – flera år – tenderar dock dessa variationer att jämna ut sig. Den säsongs-, vecko- och dygnsmässiga variationen på grund av belastningens tidsmässiga variation återfinns dock i stort oförändrad år efter år. Detta framgår av figur 5.1 nedan

Figur 5.1 Samkörningens marginalpriser 1971–1980.



som visar marginalkostnaderna på stamnätsnivå för den svenska elproduktionen under perioden 1971 t. o. m. 1980.

Utöver produktionssystemets marginalkostnader tillkommer överförings- och distributionssystemets marginalkostnader. Dessa kommer att variera beroende på kapaciteten och hur stor del av distributionssystemet konsumenten utnyttjar. För den stora mängden konsumenter som köper el vid lågspänning kan dessa kostnader bli av storleksordningen 10–20 procent. Figur 5.2 visar de genomsnittliga överföringsförlusterna för elenergi i Sverige.

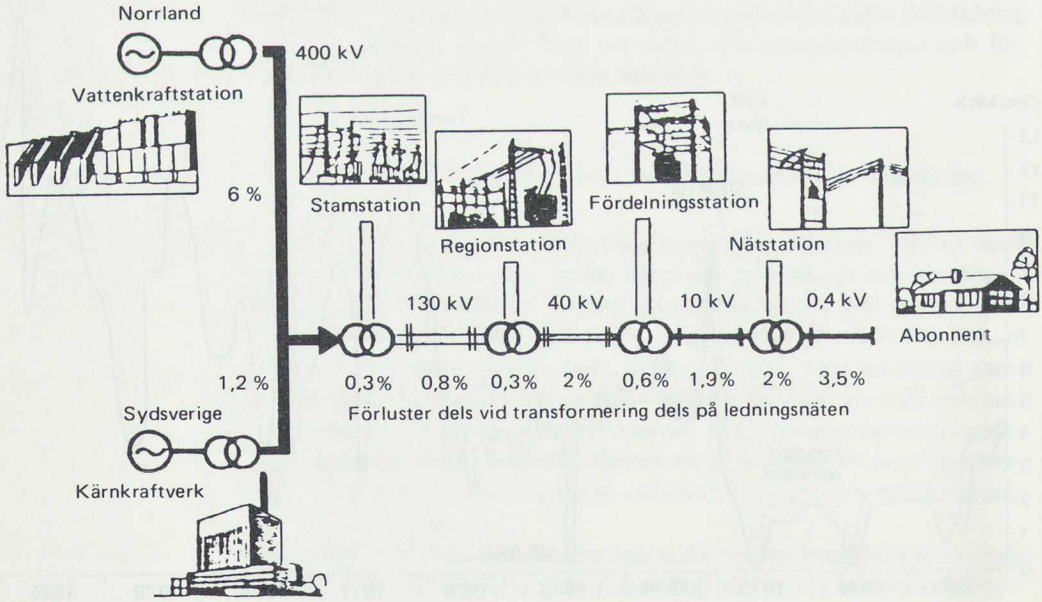
Genomgående gäller att överförings- och distributionsnäten dimensioneras för att klara en viss bestämd maximal belastningsnivå. Detta innebär att under tider med hög belastning finns risk att kapaciteten ej räcker till. Samtidigt är denna risk obetydlig under tider med låg belastning. Marginalkostnaderna för överförings- och distributionsnäten, definierade som överföringsförluster plus kapacitetskostnad, kommer därför att vara starkt kopplad till belastningsnivån – hög belastning ger hög marginalkostnad och låg belastning ger låg marginalkostnad. Överförings- och distributionsnätens marginalkostnader adderar sig till produktionens över året varierande marginalkostnader och förstärker dessa.

Sammanfattningsvis karakteriseras de kortsiktiga marginalkostnaderna för produktion och distribution av elenergi av:

- tidsmässig variation under året. Marginalkostnadens variation följer i huvudsak belastningsnivån
- variation mellan olika år, beroende på vattentillgång, värmekraftens tillgänglighet och belastningsutveckling. Marginalkostnaden kan variera kraftigt mellan enskilda år, men sett över ett antal år blir förhållandena ganska stabila.

Den kortsiktiga marginalkostnaden kommer således att kunna variera kraftigt mellan olika år och under det enskilda året. De årliga variationerna

Figur 5.2 Genomsnittliga förluster på överförings- och distributionsnäten.



torde därvid ganska väl följa ett visst mönster, frånsett tillfälliga variationer på grund av kraftiga temperaturvariationer och tillfälligt fel i produktionsapparaten. Variationen mellan enskilda år, som framför allt beror av vattentillgången, kan bli avsevärd. Den senare inträffar dessutom i princip helt slumpmässigt.

5.3 Elenergi

Som framgår av redogörelsen i kap 2.1 innehåller eltaxorna på högspänningsnivå fyra olika tariffelement: fast avgift, abonnemangsavgift, högbelastningsavgift samt energiavgift. På lågspänningsnivå har den fasta avgiften och abonnemangsavgiften slagits samman till en säkringsavgift, medan energiavgiften och högbelastningsavgiften slagits samman till en enda energiavgift.

5.3.1 *Högspänningstarifferna*

En strikt prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad skulle innebära att energiavgiften varierade kontinuerligt under dygnet och under året alltefter svängningarna i belastningen. Med de mätare som finns idag har det inte bedömts praktiskt möjligt att informera konsumenterna om svängningarna i produktionskostnaderna och debitera dessa med hänsyn härtill. Den praktiska lösningen på problemet har därför blivit indelning av dygnet och året i ett antal perioder med ungefärligt likartade marginella produktionskostnader inom varje period. Kraftföretagens högspänningstariffer innehåller därför fyra olika energiavgifter dels en sommaravgift under maj–augusti och en vinteravgift under övrig del av året, dels i några tariffer en dagavgift för vardagar kl. 06–22 och en nattavgift kl. 22–06 vilken även gäller veckoslut.

Ett exempel på en tariff som är säsongsdifferentierad är Vattenfalls högspänningstariff för 1981 (se avsnitt 2.1.1).

I denna är energiavgiften i viss utsträckning differentierad mellan vinter- och sommarsäsong men i mindre omfattning än variationerna i de rörliga kostnaderna. Energiavgifternas nivå anges vara bestämd utifrån den genomsnittliga marginalkostnaden nattetid på vintern respektive sommaren. Den del med vilken dagenergikostnaden överstiger nattenergikostnaden vintertid ingår i högbelastningsavgiften.

Som framgår av figur 5.1 varierar samkörningens marginalkostnader betydligt mellan sommar och vinter. Variationerna inom perioderna är också anmärkningsvärda, t. ex. har månaden augusti ett markant högre värde än övriga sommarmånader. (Tabell 5.1). Den framtida utvecklingen kommer dessutom troligen att innebära att variationerna accentueras ytterligare.

Av tabell 5.1 och figur 5.1 framgår även att samkörningens marginalkostnader för dag respektive natt väl följer varandra med en skillnad på ca 2 till 4 öre/kWh.

Till frågan om vilka fördelar som skulle kunna uppnås genom en längre gående tidsdifferentiering återkommer vi i kapitel 6.

Med de stora variationerna i produktionskostnaderna är det svårt att ge-

Tabell 5.1 Samkörningens marginalpriser 1980–1981[a] (vardagar)

	Medelpriset dag (07–21) öre/kWh	Medelpriset natt öre/kWh
1980 januari	11,1	9,6
februari	12,2	10,0
mars	14,6	12,9
april	14,7	12,8
maj	11,8	9,5
juni	13,0	9,7
juli	8,8	7,7
augusti	17,3	16,5
september	15,0	14,4
oktober	12,5	10,9
november	12,0	10,9
december	13,6	11,7
1981 januari	13,3	12,3
februari	11,9	9,2
mars	13,0	9,6
april	10,9	7,2

[a] Marginalpriserna är beräknade med hänsyn till det för varje månad aktuella oljepriset.

nerellt uttala sig om energiavgifternas höjd. Tarifferna bestäms för längre tidsperioder, varvid energiavgiften är genomsnittet av de prognoserade kortsiktiga marginalkostnaderna under tidsperioden. Det faktiska utfallet kan emellertid avvika p. g. a. vattentillgång, kärnkraftens tillgänglighet, belastningsutvecklingen etc.

Sambandet mellan å ena sidan abonnemangsavgift, högbelastningsavgift och energiavgift samt å andra sidan abonnerad effekt, uttagen effekt och uttagen energi är svårbedömbart. Vid en perfekt marginalkostnadsprissättning med ett visst pris per kWh i varje sekund sammanfaller energi och effektbegreppen. Problemet uppstår således när energiavgiften måste fastlåsas för en längre tidsperiod. Kraftföretagen har ansett att för att förhindra överbelastning av elproduktionskapaciteten eller distributionsnätet krävs också en styrning av effektuttaget. Detta har inneburit att man konstruerat en effektavgift den så kallade högbelastningsavgiften.

Effektavgiften uppfattas alltså som en kapacitetsavgift med syfte att skapa jämvikt mellan efterfrågan på effekt och tillgänglig kapacitet under högbelastningsperioder. Effektavgiften som fastställs för en längre tidsperiod – vanligen ett år – har som huvudsaklig funktion att garantera att effektuttaget aldrig överstiger den tillgängliga kapaciteten.

Effektavgiften (högbelastningsavgiften) har nyligen sänkts relativt kraftigt från 170 kr/kW till 105 kr/kW i Vattenfalls högspänningstariff för Mellansverige. Tendensen är densamma för övriga kraftföretag.

Vid fastställande av tariffnivån sker en avstämning mellan de förväntade intäkterna och de förväntade kostnaderna. För Vattenfalls del har detta inneburit ett pålägg utöver vad marginalkostnaderna givit. Pålägget för att uppfylla avkastningskravet anges vara 1–5 procent på fast avgift och 20 procent på högbelastningsavgiften.

Den förvirring som ibland rått i debatten om elpriserna i Sverige har delvis sin grund i den terminologi som använts för att beskriva elprissättningen. Vattenfall har hävdat att *priset* på högspänd el sätts enligt långsiktig marginalkostnad. Mot bakgrund av vad som tidigare sagts är detta inte korrekt. Däremot har den totala tariffnivån periodvis legat på nivån för långsiktig marginalkostnad. För att ny kapacitet ska vara lönsam och därmed samhällsekonomiskt önskvärd, krävs det ju också att den förväntade prisutvecklingen på el är sådan att det effektiva priset på el vid tidpunkten för idrifttagandet av den nya kapaciteten också ligger på nivån för genomsnittskostnaderna i den nya kapaciteten. I dagens situation med god tillgång på elproduktionskapacitet med låga rörliga kostnader och oklarhet om den framtida kapacitetsexpansionens inriktning kan det vara mycket svårt att avgöra vad som ska avses med långsiktig marginalkostnad.

5.3.2 *Lågspänningstarifferna*

Lågspänningstarifferna är uppbyggda på basis av högspänningstarifferna. För större konsumenter kan de ha samma uppbyggnad som högspänningstarifferna. Det dominerande antalet lågspänningskonsumenter har emellertid en förenklad tariff. Denna är uppbyggd av en abonnemangsavgift, bestämd av huvudsäkringen, och en energiavgift.

En viktig punkt i debatten om elpriserna i Sverige har varit fördelningen mellan fasta avgifter och rörliga avgifter. Det har i debatten ofta rests krav på eltaxor som stimulerar energisparande, dvs. en omfördelning från fasta till rörliga avgifter. Den långsiktiga trenden har också inneburit stigande energiavgifter och idag utgör energiavgiften inklusive skatt 70–80 procent av den totala elräkningen för en normalkonsument.

Energiavgiften för lågspänningsabonnenter är något högre och säkringsavgifterna i motsvarande grad lägre än vad som är principiellt och strikt kostnadsmässigt motiverat, dvs. för att motsvara de rörliga respektive de fasta kostnaderna.

Eftersom lågspänningskostnaderna är beroende av distributionskostnaderna varierar nivån på lågspänningskostnaderna betydligt kraftigare än nivån på högspänningskostnaderna. Tätortskostnaderna är således lägre än landsbygdskostnaderna.

I princip har till samkörningens marginalpriser på högspänd elenergi lagts de marginella överföringsförlusterna och en kapacitetskostnad för att erhålla energiavgiften för lågspänd elenergi. Överföringsförlusterna varierar med belastningen, marginellt uppgår de till 10–20 procent vid högbelastning och något lägre vid lågbelastning. Kapacitetskostnaderna inträffar under högbelastning som kan lokalt variera i tiden och är svåra att kvantifiera.

Energiavgiften är i lågspänningstariffen fastlåst under längre tidsperioder utan hänsyn till variationer i marginalkostnaderna vare sig över året eller, för de flesta abonnenter, över dygnet. Som framgår av avsnitt 2.1 har Vattenfall en tariff för lågspänningsabonnenter, dubbeltariffen, med differentierad energiavgift mellan natt och dag. En sådan differentiering finns också hos en del andra distributionsföretag. Andelen abonnenter som använder sig av denna tariff är emellertid mycket liten och således har den helt över-

vägande delen lågspänningsabonnenter samma energiavgift under dygnet och året.

Som framgår av tidigare avsnitt varierar samkörningens marginalpriser på högspänd elenergi betydligt under året och även under dygnet. De marginella överföringsförlusterna varierar på samma sätt dvs. är högre under högbelastning och vice versa, vilket innebär en förstärkning av variationerna i kostnaderna över säsong respektive dygn. Nuvarande energiavgift för lågspänning återspeglar inte kostnadsvariationerna varför en tidsdifferentiering är motiverad. Förslag till en sådan liksom en diskussion om problem i samband härmed återkommer vi till i kapitel 6.

På grund av stora skillnader i nätkapacitet och belastning i olika delar av distributionsnäten uppstår olika grader av flaskhalsproblem och därmed kapacitetskostnader på överföringssidan, vilket egentligen borde speglas i priserna för energi i de olika delarna av distributionsnäten. En sådan prissättning strider dock ofta mot andra målsättningar, främst önskan om likformiga taxor inom ett distributionsområde eller inom en kommun.

5.4 Fjärrvärme

Som framgår av avsnitt 2.2 är det två olika taxor som traditionellt har använts för prissättning på fjärrvärme i Sverige, dels den s. k. alternativkostnadstaxan eller alternativtaxan, dels den s. k. självkostnadstaxan.

Alternativkostnadstaxan används framför allt av värmeverk som befinner sig i ett uppbyggnadsskede. Prisnivån på värmen bestäms av abonnentens alternativkostnad för uppvärmning. Syftet är att i ett inledningsskede av fjärrvärmeutbyggnaden erhålla största möjliga intäkter utan att konkurrensförmågan för fjärrvärme reduceras. Alternativtaxan saknar således kostnadsanknytning och har ingen relevans vad beträffar kortsiktiga marginalkostnader.

Medan alternativtaxan utnyttjas för ca 10 procent av fjärrvärmen i Sverige levereras ca 90 procent efter den s. k. självkostnadstaxan. Denna är i princip uppbyggd av en energiavgift och fasta avgifter. Energiavgiften är baserad på verkets egen energikostnad och är normalt inte tidsdifferentierad. För anläggningar som använder olja som enda bränsle är marginalkostnaderna väsentligen beroende av oljepriset. Den enda systematiska variationen i marginalkostnader som kan konstateras är därför den som är betingad av att pannverkningsgraden är beroende av belastningsnivån. Bortsett från att dessa kostnadsvariationer inte kommer till uttryck i energipriset kan man säga att energipriset i stort sett överensstämmer med kortsiktig marginalkostnad.

De fasta avgifterna består dels av en slags effektavgift, dels en fast avgift som tillsammans i medeltal uppgår till högst 25 procent av de totala intäkterna. Nivån på de fasta avgifterna bestäms av distributörens avkastningskrav. Effektavgiften kan i detta fall närmast karakteriseras som en distributionsavgift proportionell mot abonnentens beräknade maximala värmeffektbehov vilket ej uppmätts. Effektavgiften utnyttjas inte för att styra effektuttaget under året och är således att betrakta som en fast avgift bestämd utifrån rättviseaspekter vid fördelningen av investeringskostnaderna på olika

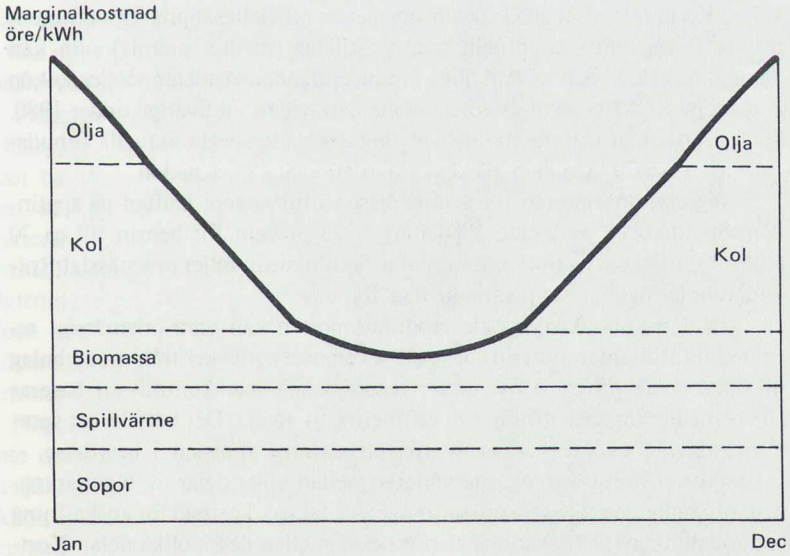
abonnenter. I den fasta avgiften inräknas mät- och debiteringskostnader.

Vid sidan av energiavgift och fasta avgifter uttas i regel också en anslutningsavgift som är en engångsavgift. Anslutningsavgiften avses helt eller delvis täcka investeringskostnaden för anslutning av nya hus. Anslutningsavgiftens storlek är beroende av abonnemangets storlek. I likhet med vad som gäller för anslutningsavgifter för lågspänd elström är anslutningsavgiften oberoende av var en abonnentanläggning är lokaliserad i förhållande till produktionsanläggningar eller huvudnät. Däremot förekommer för abonnenter med små effektbehov, villaabonnenter, att anslutningsavgiften differentieras efter kostnaden för servisledningen, likaledes i analogi med lågspänningsleveranser.

Fjärrvärmetaxorna har ofta utsatts för kritik. Speciellt gäller detta den s. k. alternativtaxan. Alternativtaxan har uppfattats som en subventionering av fjärrvärmen som snedvridit konkurrensen i förhållande till elenergin för uppvärmning.

En utbyggnad av fjärrvärmen bör baseras på en samhällsekonomisk kalkyl där den förväntade totala betalningsviljan ställs mot den förväntade totala kostnaden för utbyggnaden. Ett företagsekonomiskt krav på att pris ska vara lika med självkostnad under ett introduktionsskede kan i vissa fall omöjliggöra introduktion av fjärrvärme. Ett fjärrvärmesystem som visas vara samhällsekonomiskt lönsamt kan innebära att man i ett introduktionsskede bör använda priser som understiger kostnaderna för konkurrerande uppvärmningsformer.

Variationerna i de kortsiktiga marginalkostnaderna för fjärrvärme är för närvarande inte särskilt stora på grund av att oljepriset bestämmer dessa marginalkostnader. En övergång till eldning med fasta bränslen kan emellertid innebära betydligt större variationer under året. En typisk bild av de årliga framtida variationerna ges av följande figur:



Figur 5.3 Förväntade variationer i den kortsiktiga marginalkostnaden för fjärrvärme.

När det gäller fjärrvärme består denna verksamhet av lokala produktionssystem utan samband med varandra och med olika kostnader för värmeproduktionen. Variationer i produktionskostnader mellan olika fjärrvärmesystem inom en och samma kommun speglas emellertid inte i fjärrvärmetaxorna. Energiprisets återspegling av de kortsiktiga marginalkostnadernas variationer under såväl säsong som dygn blir beroende av fjärrvärmeverkets produktionssammanssättning. Produktionssammansättningen, dvs. olja, kol, torv, flis, sopor etc. varierar under året och i viss utsträckning råder dessutom kostnadsdifferenser mellan dag och natt. Energiavgiften är för närvarande densamma under längre tidsperioder varför en differentiering i första hand över säsongen är motiverad.

5.5 Oljeprodukter

Oljeprodukterna utgör homogena varor för vilka inga väsentliga prisskillnader kan upprätthållas mellan olika oljeföretag vad gäller likartade kundkategorier. De prisskillnader som kan registreras har sin förklaring i köparens geografiska belägenhet (ortstillägg och zontillägg) och styrka som köpare baserad på köpstorlek (kvantitetsrabatter). Härutöver sker viss prisdifferentiering geografiskt genom lokal konkurrens på marknaderna för motorbensin och villaolja.

Utgångspunkten vid företagens prissättning är deras anskaffningskostnad för oljan. För företag med raffinaderi i landet innebär det kostnad för köp av råolja fob, transport till Sverige, raffinering och distribution samt omkostnader i Sverige. För företag som importerar färdigraffinerade oljeprodukter är utgångspunkten för prissättningen importpriset samt omkostnader i Sverige inklusive distribution.

För raffinerande oljeföretag baseras råoljeförsörjningen i huvudsak på kontrakt med råoljeproducerande länder eller med moderbolagets försörjningsenhet. Kontraktspriset i båda fallen återspeglar officiellt säljpris (Government Selling Price, GSP), eventuellt med pristillägg (market premia) som kan variera över tiden och mellan olika producentländer. Andelen råoljespotköp är låg, endast 3,3 procent av totala råoljemarknaden till Sverige under 1980. Spotpriserna kan variera starkt över tiden och återspegla aktuella utbuds- och efterfrågeförhållanden på den internationella marknaden.

Färdigproduktimporten till Sverige baseras till knappt hälften på spotinköp. Spotinköpen varierade 1980 från ca 25 procent för bensin till ca 70 procent för lågsvavlig tjock eldningsolja. Spotinköpen följer prismässigt Rotterdamnoteringarna som varierar dag för dag.

Även den kontraktsbaserade produktimporten kan vara prismässigt relaterad till Rotterdamnoteringarna. De leveranser som sker från moderbolag till dotterbolag i Sverige har under senare år allt mer kommit att baseras på kostnaden för anskaffning och raffinering av råolja. Det betyder att spotelementet i oljekoncernernas interna prissättning minskat i betydelse.

Konkurrensförutsättningarna varierar mellan olika delar av oljemarknaden. Möjligheten att basera prissättningen på faktisk kostnad för anskaffning och förädling av råolja varierar därför också mellan dessa olika delar. Kortfattat kan läget sammanfattas på följande sätt.

5.5.1 *Motorbensin*

Marknaden försörjs till två tredjedelar från svenska raffinaderier. Spotandelen av produktimporten uppgår till ca en fjärdedel och av totala bensinförsörjningen till ca 8 procent. Spotmarknaden utövar en begränsad påverkan på prisbildningen i Sverige. Prissättningen kan därför mer än för andra oljeprodukter baseras på svenska raffinaderiers kostnad för anskaffning och förädling av råolja. Behovet av en återförsäljarorganisation med pumpanläggning försvårar för nya företag att snabbt träda in på marknaden.

Eftersom varan är homogen och de slutliga förbrukarna inte binds upp avtalsmässigt eller på annat sätt kan olikheter i prissättningen mellan olika bolag inte upprätthållas i längden. Någon speciell prisledare på riksnivå kan inte urskiljas. Nedgång i bensinkonsumtionen och inträde av nya säljare på marknaden (t. ex. Jetbensin) har under det senaste året lokalt inneburit stark priskonkurrens (priskrig).

5.5.2 *Villaolja (eldningsolja I)*

Marknaden försörjs till drygt hälften från svenska raffinaderier. Spotandelen av produktimporten uppgår till ca 35 procent och av den totala villaoljeförsörjningen till ca 16 procent. Spotmarknaden utövar således viss påverkan på prisbildningen i Sverige på eldningsolja I. Marknaden för eldningsolja I måste dock delas upp, dels i en inlandsmarknad, dels i en cargomarknad. Cargomarknaden avser leveranser i båt – hel eller delad last – till större förbrukare som har egen depå i hamn. För dessa förbrukare står alltid möjligheten öppen att själva anskaffa olja på den öppna marknaden till rådande Rotterdamnoteringar. Det innebär att svenska leverantörer för cargoleveranser inte kan överskrida priserna på Rotterdammarknaden. Leveransavtal om cargoförsäljning brukar därför regelmässigt knytas an till Rotterdam, ibland med viss eftersläpning utgående från genomsnittsvärden för en tidigare period. Priserna kan inte heller under en längre period väsentligt överstiga priserna på inlandsmarknaden eftersom det då – åtminstone i viss utsträckning – uppstår överflyttning från båtleverans (cargo) till tankbilsleverans (depåförsäljning för inlandsmarknaden).

Prissättningen på den eldningsolja I som säljs på inlandsmarknaden till villaägare, flerfamiljsfastighetsägare och större förbrukare av typ kommuner kan bättre knytas an till faktiska kostnader för råolja, raffinering m. m. än vad fallet är för cargoleveranser. Därför uppstår det prisskillnader, som varierar över tiden, mellan inlands- och cargomarknaderna. Även denna prisdifferens måste hållas inom vissa gränser för att ej föranleda kundöverflyttning mellan marknaderna. En övergång till cargomarknaden förutsätter dock att köparen har eget eller kan hyra lagringsutrymme i hamn. Stora köpare på inlandsmarknaden har dock ibland avtal som är prismässigt anknutna till Rotterdamnoteringarna.

Någon särskild prisledare för inlandsmarknaden för eldningsolja I kan inte urskiljas. Prisförändringar sker i första hand i anslutning till ändrade råoljekostnader. Nedgången i konsumtionen och marknadsutspel från enskilda bolag medför tillfälliga prisnedsättningar och rabattgivningar. Cargomarknaden är – som tidigare nämnts – prismässigt styrd av utbuds- och efterfrågeförhållandena på den västeuropeiska spotmarknaden.

5.5.3 *Tjock eldningsolja*

Marknaden försörjs till drygt hälften från svenska raffinaderier. Spotandelen av produktimporten uppgår till ca 40 procent för normalsvavlig tjockolja och till ca 70 procent för lågsvavlig tjockolja. Spotandelen av den totala försörjningen av tjocka oljor uppgår till ca 25 procent.

För tjock eldningsolja svarar cargomarknaden för över 60 procent, vilket betyder att marknaden som helhet starkt påverkas av prisutvecklingen på Rotterdammarknaden. Även den kontraktsbaserade tjockoljeimporten är i stor utsträckning prismässigt relaterad till Rotterdammarknaden. Förbrukarna på marknaden är stora och har förmågan att direkt eller indirekt styra sina inköp till den öppna internationella marknaden.

Prisändringar på inlandsmarknaden sker i första hand i anslutning till ändrade råoljepriser. Den prismässiga anknytningen till Rotterdam upprätthålls genom en flexibel rabattpolitik. Någon särskild prisledare kan inte urskiljas.

5.5.4 *Kortsiktig marginalkostnad på oljeområdet*

En prissättning efter kortsiktig marginalkostnad på olja kommer naturligt att ha sin grund i faktiska importkostnader, dvs. den prissättningsprincip som nu tillämpas i praktiken. Med hänsyn till den ändrade strukturen på den svenska oljeförsörjningen – en djupare förankring än tidigare i råolja anskaffad på kontrakt – har importkostnaden för råolja fått växande betydelse för främst prissättningen på bensin och lätt eldningsolja. Även om kontrakt med producentländerna vanligen innehåller utfästelser att lyfta vissa råoljevolymer, måste råoljekostnaden anses vara en rörlig kostnad. Eventuella överskottskvantiteter kan vanligen säljas på öppna marknaden eller bli föremål för byte till en bättre anpassad försörjning. Mot bakgrund av vad som tidigare redovisats beträffande eldningsoljemarknaden, blir rådande priser på den västeuropeiska spotmarknaden (Rotterdammarknaden) vägledande för prissättningen på tjock eldningsolja och på cargoförsåld tunn eldningsolja.

5.6 Övriga energislag

När det gäller försäljning av och prissättning på kol, gas, biomassa och torv för energiändamål kan man för närvarande knappast tala om någon etablerad, enhetlig marknads- eller prisstruktur i Sverige.

Som framgår av avsnitt 2.4.1 har handeln med ångkol för energiändamål idag inte någon större omfattning. Ångkolspriserna som för närvarande nästan alltid är spotpriser varierar kraftigt dels med hänsyn till energiinnehåll och dels mellan olika utskeppningshamnar.

När det gäller den förväntade framtida utvecklingen av priset på importerad ångkol torde man på längre sikt kunna räkna med att den blir beroende dels av kostnaden för kolbrytning i nyöppnade kolgruvor, dels fraktpriserna. På grund av de stora investeringar som krävs för att exploatera en kolfyndighet kan marknaden då förutses komma att i högre grad basera

sig på långsiktiga kontrakt. Det är endast ett begränsat antal länder med stora koltillgångar som väntas öka produktionen så att en ökad export möjliggörs under 1980-talet. Av dessa länder är det enbart Polens koltillgångar som geografiskt sett ligger nära Sverige. Större delen torde få hämtas från avlägsna områden, främst Australien, västra Kanada och USA.

Under de närmaste åren, innan prisnivån hinner påverkas av brytningskostnaderna i nyöppnade gruvor blir priserna starkt beroende av efterfrågeutvecklingen på den internationella marknaden. Ökar efterfrågan snabbt torde priserna få karaktär av knapphetspriser snarare än kostnadsberoende priser, vilket kan medföra en snabb prisstegring. Oljeprisutvecklingen sätter dock i princip ett tak på kolpriserna med tanke på att en viss skillnad mellan olje- och kolpriset är nödvändig för att göra det ekonomiskt motiverat att satsa på de jämförelsevis kapitalkrävande förbränningsanläggningar som krävs för kol.

I de städer där försäljning av stadsgas sker utgör kostnaderna för den råvara som används för gasframställning (lättbensin eller gasol) normalt ca 70 procent av stadsgaspriset. Taxorna för gasleveranser till lägenheter där gasen används för enbart matlagningsändamål är ofta utformade som ackordstaxa eller blocktaxa, vilket innebär att enbart en fast årsavgift, som är beroende av lägenhetsstorleken, tas ut oberoende av hur mycket gas som förbrukas. För övriga abonnenter förekommer olika tariffsystem med det gemensamt att de består av en fast avgift och en förbrukningsavgift, den senare ibland knuten till ett oljepris. Gastaxorna saknar således helt anknytning till marginalkostnaderna. Dessutom kan tilläggas att taxorna ligger långt under självkostnaderna, dvs. de flesta gasverk får inte kostnadstäckning vid sin gasförsäljning.

Några principer för prissättning på biomassa och torv kan ännu inte sägas ha etablerats i Sverige. Förutsättningarna för prissättning på dessa bränslen skiljer sig i flera avseenden från vad som gäller för de importerade bränslena. Så t. ex. har dessa inget konstant värmevärde beroende på att såväl vattenhalten på det levererade bränslet som energiinnehållet i torrsubstansen kan variera. Vidare medför den geografiska spridningen av bränsleförekomsterna och de höga transportkostnaderna att det kan tänkas uppstå ett antal separata marknader än en gemensam svensk bränslemarknad. Mot detta talar dock möjligheten att substituera ett fast bränsle mot ett annat samt utveckling av pelleteringstekniken m. m.

5.7 Slutsatser

Dagens priser på *högspänd elenergi* är differentierade mellan vinter- och sommarsäsong. Skillnaderna mellan vinter- och sommaravgifterna på energi synes dock vara mindre än differenserna i marginalkostnader mätt med hjälp av samkörningens marginalpris. Energiavgiften sommartid (och särskilt nattetid) synes överstiga den marginella kostnaden, medan energiavgiften vintertid (och då speciellt dagtid) klart understiger marginalkostnaden. Dessutom varierar samkörningens marginalpris inom sommar- respektive vintersäsongen, varför en ytterligare differentiering mellan olika perioder under året är motiverad.

Kraftindustrin har dock hävdat att man med hjälp av kombinationen energiavgift och högbelastningsavgift får en flerdelad tariff som nära ansluter sig till de kortsiktiga marginalkostnaderna. Detta skulle ha kunnat vara korrekt om samtliga kunder hade en likartad utnyttjningstid och ett likartat eluttag (dvs. belastningskurva). Med en sådan förutsättning skulle högbelastningsavgiften i egenskap av en effektavgift kunna bli fördelad på energiuttaget under likartade former. När eluttaget varierar såväl vad gäller toppbelastning (peak) som utnyttjningstid så kommer den nuvarande tariffutformningen att för olika kunder ge prisskillnader som inte motiveras av kostnadsskillnader. Av dessa skäl finns det anledning att se över i vilken utsträckning andra prissystem baserade på en mera differentierad energiavgift skulle kunna öka den samhällsekonomiska effektiviteten.

Priset på *lågspänd elenergi* utgörs av summan av energipriset på högspänd elenergi och de ökade förluster som uppkommer vid lågspänningsdistribution samt eventuellt en kapacitetskostnad. I praktiken har dock lågspänningsabonnenterna via en högre energiavgift också fått bära en andel av det centrala distributionsnätets kostnader. Energiavgiften synes därför utifrån samhällsekonomisk synpunkt vara något för hög, möjligen med undantag av vinter dagtid. Variationerna i såväl energipriset på högspänd elenergi som överföringsförlusterna motiverar en tidsdifferentiering av energiavgiften för lågspänningsabonnenter.

Prissättningen på *fjärrvärme* avviker från de kortsiktiga marginalkostnaderna framför allt genom att energiavgiften inte är differentierad mellan olika säsonger. Detta är med oljebaserad fjärrvärme av mindre betydelse men blir påtagligt vid en övergång till eldning med fasta bränslen. I viss utsträckning råder det dessutom kostnadsdifferenser mellan dag och natt. Det är alltså här av primärt intresse att åstadkomma en säsongsvarierad prissättning baserad på kortsiktiga marginalkostnader.

Den nuvarande alternativtaxan saknar anknytning till marginalkostnaderna och baseras helt och hållet på finansieringskrav under utbyggnadsskedet. Som tidigare nämnts så bör sådana krav inte belasta energiavgiften utan istället påverka de fasta avgifterna.

Vid prissättningen på *oljeprodukter* dvs. motorbensin, diesel och eldningsoljor synes de företag som har raffinaderi i landet utgå från sina faktiska kostnader för anskaffning av olja, förädling och distribution. Den rörliga varukostnaden utgör den största andelen av totalkostnaden. Den fasta kostnaden utgör enbart några få procentenheter. Den prissättningsprincip som tillämpas på oljeområdet är närmast en prissättning efter kortsiktig marginalkostnad på grundval av faktiska importkostnader.

När det gäller prissättning på *kol, gas, biomassa och torv för energiändamål* kan man knappast tala om någon etablerad prisstruktur i Sverige. Ångkolspriserna är nästan alltid spotpriser och de varierar kraftigt med hänsyn till bl. a. energiinnehåll och utskeppningshamnar. Av stadsgaspriset utgörs ca 70 procent av råvarukostnader. Taxorna för gasleveranser till lägenheter där gasen används för enbart matlagningsändamål är ofta utformade som ackordstaxa eller blocktaxa, dvs. en fast årsavgift beroende av lägenhetsstorleken. För övriga abonnenter förekommer olika tariffsystem med det gemensamt att de består av en fast avgift och en förbrukningsavgift. Gastaxorna saknar helt anknytning till marginalkostnaderna. Förutsättningarna

för prissättning på biomassa och torv skiljer sig i flera avseenden från vad som gäller för de importerade bränslena. Dels har de inget konstant värmevärde beroende på att såväl vattenhalten på det levererade bränslet som energiinnehållet i torrsubstansen kan variera. Dels medför den geografiska spridningen av bränsleförekomsterna och de höga transportkostnaderna att det snarare uppstår ett antal separata marknader än en gemensam svensk bränslemarknad.

6 Effekter på kort och lång sikt av en anpassning till samhällsekonomiskt effektiva priser på energi

I vår uppgift ligger bl. a. att om möjligt redovisa vilka effekter som skulle kunna uppstå om energipriserna vore annorlunda utformade. Vi har i det föregående redovisat vår principiella inställning till den roll energipriserna bör spela för att bidra till en effektiv hushållning med samhällets olika resurser och vilka restriktioner som därvid föreligger. Vi har också till diskussion tagit upp andra krav som kan ställas på energipriserna, och olika alternativa principer för taxekonstruktioner. Slutsatsen av våra analyser så långt kan sammanfattas som så, att ju större avvikelser som finns mellan dagens energiavgifter och priser som vid varje tillfälle sammanfaller med den kortsiktiga marginalkostnaden för att tillhandahålla energin, desto sämre blir hushållningen med samhällsresurserna. Desto större blir också anledningen att söka åstadkomma en anpassning till de kortsiktiga marginalkostnaderna.

Vi har emellertid också konstaterat att de nuvarande marknadsförutsättningarna och prissättningsprinciperna leder till priser som för de viktigare energislagen mer eller mindre väl ansluter till de marginella företagsinterna produktionskostnaderna. Det är mot denna bakgrund närmast av intresse att klarlägga vilka effekter, positiva och negativa, som skulle bli följden av en mera renodlad tillämpning av kortsiktig marginalkostnadsprissättning. Syftet med detta kapitel är framför allt att presentera och diskutera effekterna av två alternativ till existerande tariffsystem för elenergi dels s. k. flexibel eller momentan prissättning, dels s. k. intervallprissättning. I viss utsträckning diskuteras också prissättningen på fjärrvärme. På den korta tid som stått till utredningens förfogande har någon mer kvantitativ analys av effekterna av de olika tariffsystemen ej varit möjlig, varför slutsatserna i huvudsak är av kvalitativ natur.

6.1 Alternativa tariffsystem

Tidigare avsnitt har som nämnts visat att priserna på ledningsbunden energi inte i alla avseenden ansluter sig till de kortsiktiga marginalkostnaderna. Ett av skälen härtill torde vara de kostnader och problem som är förknippade med att mäta kundernas förbrukning.

Kortsiktiga marginalkostnader – dvs. kostnader för en ökning eller besparingar vid en minskning av förbrukningen med en enhet – varierar mellan

olika säsonger, veckor, dagar och t. o. m. timmar. Om konsumenten – det må vara en industrikund eller en hushållsabonnent – skall kunna ställas inför valet att öka eller minska sin förbrukning och därmed påverka sina kostnader fordras en utrustning som ger information om kostnaderna och därmed debiteringen för åtminstone sommar och vinter, vardag och helgdag respektive dag och natt. En sådan utrustning finns idag enbart för elenergi och, på grund av sin kostnad, endast för en del större elkonsumenter.

Avsaknaden av lämplig mätutrustning till rimligt pris i kombination med en strävan att hålla nere kostnaderna för mätaravläsning och administration har inneburit att elförbrukarna inte idag kan ställas inför variationerna i de kortsiktiga marginalkostnaderna. Avvikelser av betydelse mellan avgifter och marginalkostnader gäller främst lågspänningsabonnenter och ligger i första hand på säsongsvariationer men i viss mån även på dygnsvariationer och då särskilt vintertid.

En effektiv prissättning på energi förutsätter alltså att konsumenterna kontinuerligt får information om de nuvarande och förväntade variationerna i marginalkostnaderna vid varje given tidpunkt. En sådan *momentan prissättning* bygger på att konsumenten tillhandahålls en utrustning där momentana förändringar i marginalkostnaderna kan avläsas. Utvecklingen inom elektrotekniken och därmed tekniken för överföring, registrering och lagring av data har de senaste åren ökat förhoppningarna att på sikt framställa en elmätare, som till rimligt pris och god teknisk prestanda kan uppfylla sådana krav på ett tariffsystem. En liknande utveckling förväntas ske inom fjärrvärmesektorn.

En nödvändig förutsättning för att en momentan prissättning skall kunna leda till effektivitetsvinster är att det finns mätare tillgängliga som för varje ögonblick dels informerar konsumenten om det aktuella priset och dels registrerar förbrukningen inför en framtida avräkning. Men detta garanterar inte att effektiviteten förbättras. Det krävs dessutom att konsumenten får kunskap om hur han skall kunna utnyttja den information om priser som mätarna förmedlar.

Det är inte självklart att dessa betingelser kan uppfyllas för lågspänd el eller fjärrvärme. De situationer då de i första hand kan antas gälla är förmodligen vid försäljning av högspänd el.

Det kan också finnas anledning att som ett alternativ till en sådan "perfekt" prissättning analysera effekterna av approximationer till densamma. Ett huvudalternativ är en *intervallprissättning* som är en vidareutveckling av dagens prissättningsprinciper. Här utgår man från att året delas in i ett lämpligt antal tidsintervall men att priserna hålls fasta *inom* varje intervall.

Denna prissättningsmetod bygger på att mät- och styrfrågorna klaras med hjälp av något eller några av följande frågor.

a. existerande *enkeltariffmätare* i kombination med en mätartillsats (som är under utveckling)
b. existerande *dubbeltariffmätare* i kombination med flera avläsningar per år
c. en utveckling av en elektronisk *mätare med återkoppling* (som också kan användas vid momentanprissättning).

Det antal tidsintervall man väljer kommer att bero dels av hur stora svängningarna är i de kortsiktiga marginalkostnaderna, dels också av vilken mätare man valt och vilken administrationskostnad som är förknippad med denna.

Med utgångspunkt från marginalkostnaderna i tabell 5:1 skulle året kunna uppdelas i tre olika tidsperioder vad gäller energiavgifter: vinter-, höst/vår- och sommarperiod. Vinterperioden bör då bestå av månaderna november, december, januari, februari och mars, höst- och vårperioderna av augusti, september, oktober och april samt sommarperioden av maj, juni och juli. Varje tidsperiod uppdelas i detta exempel på dygnsbasis enligt vardag dagtid 07–21 och övrig tid. Detta innebär att man erhåller sex tidsintervall under året för högspänningsleveranser. Att utifrån dessa förutsättningar konstruera en fullständig högspänningstariff har inte varit möjligt av tidsskäl och har heller inte varit kommitténs uppdrag. För att ändå ge en uppfattning om de förutsättningar en sådan tariffkonstruktion kan baseras på anges nedan prognoser för de kortsiktiga marginalkostnadsvariationerna i produktionsledet (rörliga kostnader). Prognosen avser 1985 års förhållanden uttryckt i 1981 års priser och har baserats på vissa antaganden om bl. a. bränslepriser, vattentillgång och förbrukningsnivå. Beroendet av dessa förutsättningar är stort, varför prognososäkerheten, konsumentreaktioner och kapacitetsbegränsningar är faktorer som måste beaktas vid tariffsättningen.

1. Vinter vardag 07–21	ca 16 öre/kWh
2. Vinter övrig tid	ca 12 öre/kWh
3. Höst/vår vardag 07–21	ca 13 öre/kWh
4. Höst/vår övrig tid	ca 11 öre/kWh
5. Sommar vardag 07–21	ca 11 öre/kWh
6. Sommar övrig tid	ca 8 öre/kWh

Görs en ytterligare uppdelning av sommarperioden kan den kortsiktiga marginalkostnaden i juli (semester) tänkas sjunka till 5–7 öre/kWh.

Vår prissättningsprincip gäller här *för varje enskilt tidsintervall* (t), dvs. priset skall sättas lika med summan av de rörliga produktionskostnaderna och kapacitetskostnaderna för den sist insatta anläggningen. Således gäller att[1]

$$\text{Energiavgift tidsintervall t} = \underbrace{\text{Rörlig kostnad tidsintervall t} + \text{Kapacitetskostnad tidsintervall t}}_{\text{kortsiktig marginalkostnad}}$$

Detta betyder att för varje tidsintervall skall energiavgiften enbart bero av kortsiktig marginalkostnad för den sist insatta produktionsanläggningen. Detta är nödvändigt för att utnyttja prisets grundläggande funktion som ransoneringsmekanism: priset skall för varje tidsintervall se till att efterfrågan håller sig inom ramen för de begränsade kapaciteterna.

För *lågspänningsleveranser* tillkommer kostnader för uppkomna förluster vid överföring, transformation och distribution. Storleken på dessa förluster beräknas till i genomsnitt omkring 10–20 procent. Dessutom kan det uppkomma kapacitetskostnader genom att distributionssystemen är begränsade.

Det är möjligt att det maximala utnyttjandet av produktions- resp. distributionskapaciteterna kan ske vid olika tidpunkter. Då så är fallet kan det vara önskvärt med ett större antal tidsintervall för lågspänningsleveranser för att på detta sätt erhålla ett effektivare utnyttjande av hela systemet. Om vi tills vidare bortser från sådana förhållanden kan vi som prognos

[1] Observera att detta helt och hållet följer principerna för en prisdifferentiering efter belastning ("peak-load pricing", se avsnitt 4.4.5).

för 1985 ange följande ungefärliga storlekar på marginalkostnaderna inom de olika tidsintervallen.

1. Vinter vardag 07–21	ca 19 öre/kWh
2. Vinter övrig tid	ca 14 öre/kWh
3. Höst/vår vardag 07–21	ca 15 öre/kWh
4. Höst/vår övrig tid	ca 12 öre/kWh
5. Sommar vardag 07–21	ca 12 öre/kWh
6. Sommar övrig tid	ca 9 öre/kWh

Även här är priserna framräknade så att de motsvarar den sammanlagda alternativkostnaden för produktion och distribution. Således kommer vår prisformel att få följande utseende för varje tidsintervall t:

Energiavgift lågspänning tidsintervall t	=	Rörlig kostnad inkl. förluster tidsintervall t	+	Kapacitetskostnader för produktion och distribution tidsintervall t

Såväl kostnaderna för förluster som för begränsningar i distributionskapacitet varierar mellan olika områden och olika konsumenter. Om man således eftersträvar enhetliga lågspänningstariffer för landet som helhet så kommer vissa konsumenter att betala en för hög avgift medan andra slipper undan en del av sina kostnader för förluster och kapacitet. Detta kommer att betyda en effektivitetsförsämring genom att vissa kunder kan få så låga priser att de överskrider kapaciteten med leveransavbrott som följd och med de verkningar detta får. Andra kanske får så höga priser att kapaciteten ej nyttjas fullt ut. Hur tarifferna praktiskt skall utformas med en riktig avvägning mellan energi- och abonnemangsavgift kräver ingående studier.

Fjärrvärmesektorn skiljer sig från elsektorn genom att man här arbetar i väl avgränsade och lokala system. Varje sådant system har en speciell profil vad gäller sammansättning av produktionsslag (se exempel avsnitt 5.4). Detta innebär dels att marginalkostnaderna blir olika för olika system, dels också att tidpunkterna för att köra igång topproduktionen (ex. olja och kol) varierar. Resultatet blir trappstegsformade marginalkostnader (med olika långa trappsteg och med olika höjd). För att åstadkomma en marginalkostnadstrogen intervallprissättning krävs då

a. att priserna tillåts variera mellan olika kommuner
b. att mätaravläsningarna anpassas till tidpunkter då man kör igång eller ställer av en produktionskälla.

Vad gäller en prisdifferentiering över dygnets timmar så är den från hushållningssynpunkt vanligen av mindre betydelse för fjärrvärme än för elenergi.

Såväl intervallprissättningen som den momentana prissättningen utgör metoder att informera konsumenten om de verkliga kostnaderna på energi. Fördelen med ett antal tidsintervall under året är framför allt att detta kräver en mindre omfattande mätutrustning. Härtill kommer att man låter konsumenten träffa sina val under prisgarantier. Risktagarna blir här kraftföretagen som i förväg måste bedöma framtida kostnader och därmed ta eventuella vinster eller förluster om marginalkostnaderna hamnar under eller

ovanför den kontrakterade prisnivån. Det är då sannolikt att detta risktagande resulterar i att intervallpriserna kommer att räknas fram som den förväntade marginalkostnaden i genomsnitt under ett intervall plus ersättning för risktagande.

Vid den momentana prissättningen blir det konsumenten som får ta riskerna av att energiavgifterna kommer att stiga eller sjunka. Däremot kommer inte någon riskpremie in här. Men osäkerheten om de framtida momentana priserna kan resultera i att kraftföretagen lägger på en riskpremie på de *fasta* avgifterna i avsikt att försäkra sig om tillräckliga intäkter.

Båda prissättningsformerna förutsätter att energipriserna kombineras med fasta avgifter för att klara mätnings- och administrationskostnader.

Men hur kommer nu en prissättning efter kortsiktig marginalkostnad att påverkas av energiföretagens avkastningskrav? Kommer en eventuell höjning av energiavgifterna att automatiskt leda till att de fasta avgifterna i motsvarande utsträckning justeras nedåt i avsikt att bevara en genomsnittlig avkastning? Och kommer på samma sätt en eventuell minskning av energiavgifterna att medföra en höjning av de fasta avgifterna?

För svaret på den frågan är det naturligt att utgå från att ett energiföretag kräver en minimiavkastning på det kapital som finns insatt i företaget och att denna avkastning beräknas så att det skall täcka de redovisningsmässiga *kostnaderna* och därutöver skapa utrymme för *finansiering* av nya investeringar.[1]

Vid finansiering av nyinvesteringar kräver man vanligen minst 25 procent självfinansiering (vid distributionsanläggningar ibland upp till 100 procent eget kapital). Det är uppenbart att dessa krav leder till ett större finansiellt ansvarstagande, garanterar skapandet av långsiktiga resurser och stimulerar till långsiktiga effektivitetsförbättringar.

6.2 Internationella erfarenheter från en prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader

England, Frankrike och Sverige är tre länder där man sedan länge sökt basera elpriserna på de marginella kostnaderna. Oklarheter har dock rått i vilken mån man därvid använt sig av kortsiktiga eller långsiktiga marginalkostnader samt i vilken utsträckning prognoserna för dessa kostnader varit tillförlitliga.

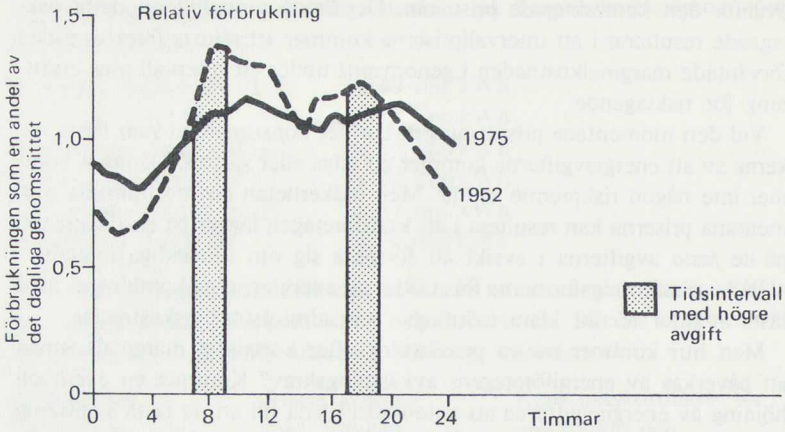
I *Frankrike* har Electricité de France (EDF) genom den Gröna Tariffen främst sökt avspegla de långsiktiga marginalkostnaderna i prissättningen. Detta har exempelvis inneburit att när en storförbrukare med lång utnyttjningstid har efterfrågat en extra kilowattimme så har man förutsatt att detta innebär ett behov att bygga ut baskapaciteten (ex. kärnkraft) och inte toppkapaciteten (ex. gasturbiner). För högspänningsabonnenter har detta inneburit olika tariffnivåer hänförbara till var sin utnyttjningstid.[2]

Omfattande mätningar[3] har genomförts för att undersöka vilken inverkan den Gröna Tariffen haft. Figur 6.1 visar en jämförelse mellan åren 1952 och 1975 (dvs. före och efter tariffens införande). För vardera året har man tagit den genomsnittliga belastningskurvan för t. ex. arbetsdagar i januari

[1] Se Turvey, R. & Anderson, E.: Electricity Economics, Chap. 2, The John Hopkins University Press, Baltimore and London, 1977.

[2] För en analys, se Mitchell & Acton, 1977, s. 26–33.

[3] Se Acton, J.P. & Mitchell, B.M.: Do Time-of-Use Rates Change Load Curves? And How Would You Know? Public Utilities Fortnightly, Arlington, Va, 1980.



Figur 6.1 Belastningskurvor för vardag i januari 1952 resp. 1975 i Frankrike (se Pioger, 1975).[1]

dividerat med den genomsnittliga belastningen (figur 6.1). Detta ger för varje timme efterfrågan (i kWh) som en proportion av det dagliga genomsnittet. Det framgår då att år 1952 var toppbelastningen 38 procent över genomsnittet medan motsvarande siffra för år 1975 var enbart 14 procent.

Det framgår här helt klart att det skett en utplaning mellan hög- och lågbelastning, en utplaning som till stora delar måste tillgodoräknas den Gröna Tariffen. EDF:s ekonom Balasko har beräknat att om 1956 års belastningskurva skulle råda 1980 så skulle man behövt ytterligare investeringar motsvarande ca 6 500 MW, dvs. en ökning med 14 procent av EDF:s hela kapacitet (se Balasko 1976).[2]

Är denna utjämning enbart en effekt av den Gröna Tariffen? Förmodligen är det inte så. Mellan dessa två år har industriproduktionen och arbetstider förändrats och konsumtionsvanorna förnyats. För kunder utan tidsdifferentierade tariffer (dvs. hushållen) har utvecklingen förmodligen inneburit ökade differenser mellan topp- och genomsnittsbelastning, en tendens som också finns i Sverige. Detta måste innebära att differensen mellan topp- och medelbelastning för kunder *med* prisdifferentiering var mindre än 14 procent för 1975. Diagrammet blir därför en *underskattning* av effekterna av den Gröna Tariffen.

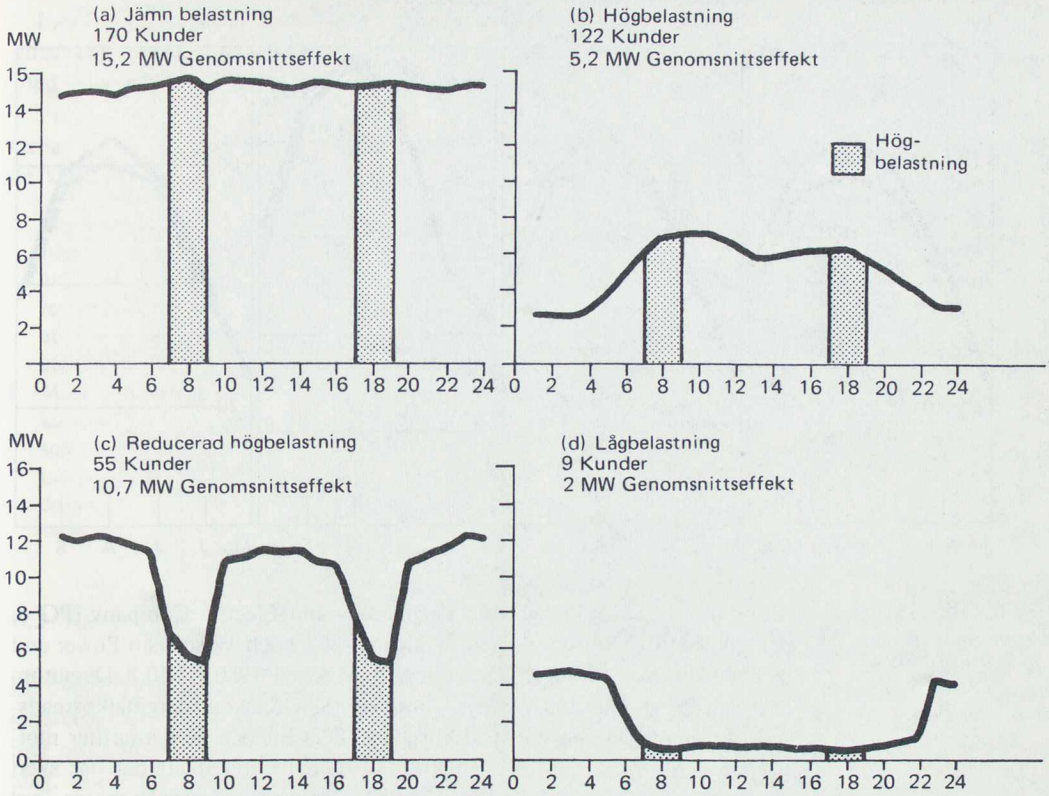
För att få fram mer detaljerad information om vilka effekter den Gröna Tariffen haft, genomförde EDF i december 1974 en studie av ett antal högspänningskunder inom industrisektorn. Denna sektor hade ett över tiden jämnare energiuttag än genomsnittet. Kunderna delades in i fyra kategorier beroende på hur de reagerade på priser efter marginalkostnader (figur 6.2). De flesta kunderna fick antingen en belastning som var jämn (figur 6.2 a) eller en som hade två toppar dagtid (figur 6.2 b). Det var emellertid de övriga två grupperna som klart hade reagerat på de högre marginalkostnaderna under hög- och medelbelastning. (Se Pioger, 1978.)[3] Dels var det 55 kunder med en genomsnittseffekt av 10,7 MW som sänkt sin förbrukning enbart under högbelastningen (figur 6.2 c). Dels fanns det 9 kunder med en genomsnittseffekt av 2 MW som mellan de båda åren minskat sitt eluttag under både hög- och medelbelastning. (Figur 6.2 d.)

I *Storbritannien* kan elförbrukarna välja mellan en tariff efter genomsnitts-

[1] Pioger, Y. Forecasting Power Consumption and Models for Construction Load Curves in C.J. Cicchetti and W.K. Foell (eds) Energy Systems Forecasting, Planning and Pricing, Institute for Environmental Studies, University of Wisconsin Press, Madison 1975.

[2] Balasko, Y.: "A Contribution to the History of the Green Tariff, Its Impact and Its Prospects." in Harry M. Trebing, Ed., "New Dimensions in Public Utility Pricing," Michigan State Public Utilities Studies, Michigan State University, East Lansing, 1976.

[3] Pioger, Y.: "Courbes de Charge des Clients du Service National Analyse et Classification, Electricité de France, Clamart, HR 24–0633. Mars 14, 1978.



Figur 6.2 Klassificering av belastningskurvor för franska högspänningsabonnenter (vardag i december 1974).

kostnader och en efter marginalkostnader. Den sistnämnda bygger på ett högbelastningsintervall av tolv (eller fler) timmar då priset är det dubbla mot lågbelastning. Detta har medfört en icke obetydlig belastningsutjämning. Här har Peddie (1975)[1] visat att om 1960–61 års belastningskurva fått ligga kvar till 1972–73 så hade man behövt ytterligare 4 700 MW i nya investeringar för att klara elbehovet.

Undersökningar av individuella kunder visar samma reaktioner på prisdifferentiering som i Frankrike. (Se Acton, Gelbard, Hosek & McKay 1980.)[2] T. ex. visar engelska företag inom kemisektorn väsentliga reaktioner under vinter dagtid. Liknande observationer har gjorts inom industribranscherna jord och sten, oljeraffinering, järn och stål etc.

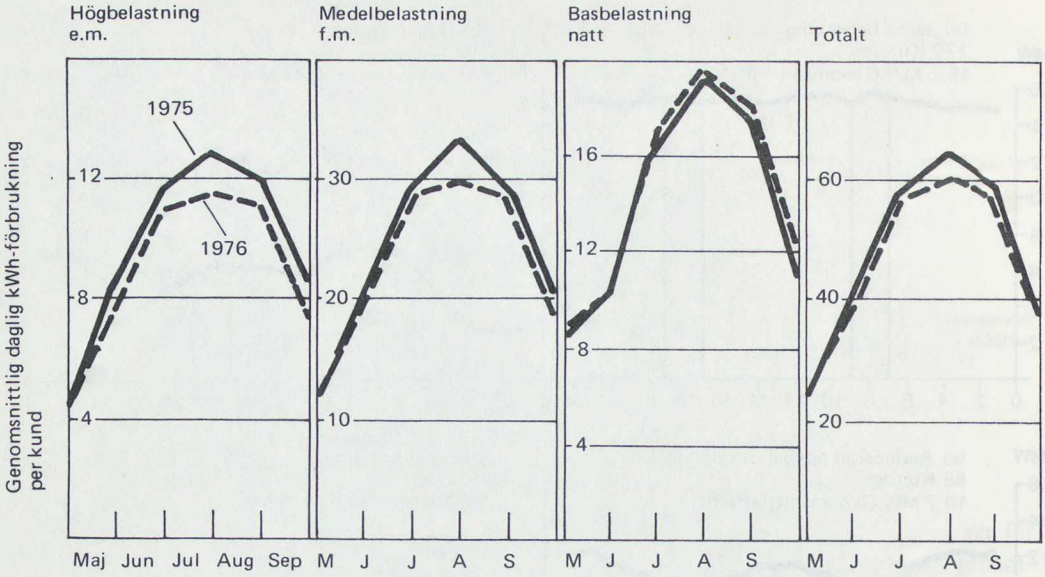
Till detta skall läggas att engelska industriföretag har erbjudits möjlighet att erhålla sekunda kraft (dvs. att använda avbrytbara kontrakt) till en lägre taxa. 120 kunder har sålunda accepterat att vid behov reducera sitt effektuttag. Resultatet har blivit reduktioner på ca 1200 MW. Detta betyder ca 11 procent av hela industrins toppbelastning.

Marginalkostnadsprissättningen har alltså inneburit att en stor del av energibehovet förskjutits från tidpunkter med tidigare toppbelastning till sådana med lägre priser. Effekten har alltså mer blivit en omfördelning mellan olika tidsperioder än en reduktion av hela efterfrågenivån.

I *USA* införde man i slutet av 70-talet marginalkostnadsprissättning för stora delar av elkonsumenterna. Från de första årens experimentverksamhet

[1] Peddie, B.: Peak Loads and Load Shaping of the CEBG's Demand, Seventeenth Hunter Memorial Lecture, Institute of Electrical Engineers, Jan. 9, 1975.

[2] Action, J.P., Gelbard, E.H., Hosek, J.R. & McKay, D.J.: British Industrial Response to the Peak-load Pricing of Electricity, Rand Corporation, R-2508-DOE/DWP, Santa Monica, Cal. February 1980.



Figur 6.3 Arizona. Jämförelse av genomsnittlig elförbrukning (i kWh) mellan år 1975 (väderjusterad) och år 1976.

finns det data tillgängliga från Pacific Gas and Electric Company (PG & E), Southern California Edison Company (SCE) och Wisconsin Power and Light Company (WP&L). (Se Acton & Mitchell 1980, s. 10.)[1] Dessutom har San Diego Gas and Electric Company (SDG&E) en marginalkostnadsprissättning tillgänglig för storförbrukare. PG&E:s och SCE:s tariffer motsvarar den Gröna Tariffen. Effekten av dem har blivit att det har skett en utplaning för industriföretagen inom branscherna papper och massa, jord och sten, kemi samt järn och stål.

SDG&E har haft en betydande effektavgift ($6.10/kW) vars uttag råkade sammanfalla med den högsta månadsbelastningen. Detta har inneburit att under det första året efter införandet av en marginalkostnadsprissättning så sjönk energiuttaget med 5–6 procent.

WP&L introducerade 1977 en tvådelad tariff för 140 stora kunder inom industri och handel. Energipriserna tilläts variera med ungefär 1 c/kWh mellan hög- och lågbelastning och en effektavgift motsvarande $4.50/kW togs enbart ut under högbelastning.

I övrigt finns det inom elsektorn flera omfattande studier från vilka man kan finna svar på betydelsen av en marginalkostnadsprissättning. Hit hör bl. a. amerikanska energidepartementets undersökning om tidsdifferentierade priser.[2] I studierna finner man klara belägg för att den största effekten kommer från en ökad tidsdifferentiering över dygnet och inte över säsongen. Och det finns en klar tendens att elförbrukningen minskar om tarifferna ökar vid högbelastning och detta utan att förbrukningen flyttas över till perioder med lägre belastning och lägre priser.

Energidepartementets undersökning utfördes som experiment inom sex stater, nämligen Arizona, Connecticut, Ohio, North Carolina, Rhode Island och Wisconsin. Såsom exempel på dessa resultat kan man visa effekterna för Arizona. Observera här att heldragna linjer symboliserar situationen då man hade sjunkande blocktariffer och de streckade linjerna den med differentierade priser som anslöt sig till de marginella kostnaderna (figur 6.3).

[1] Acton, J.P. & Mitchell, B.M.: Do Time-of-use Rates Change Load Curves? And How Would You Know? Public Utilities Fortnightly. May 22, 1980.

[2] Se ex. Time-of-Use Electricity Price Effects, Office of Utility Systems, U S Department of Energy, June 1980.

I Arizona kunde man därför visa att prisdifferentieringen baserad på marginalkostnader innebar att förbrukningen under högbelastning reducerades med 7–16 procent och under medelbelastning med 1–9 procent.

Vilka slutsatser kan man för svenskt vidkommande dra av dessa internationella studier av prissättning efter kortsiktig marginalkostnad? Jo, de kan sammanfattas i följande punkter.

a. Besparingarna i kapacitetsutbyggnad i Storbritannien och Frankrike har knappast någon motsvarighet i dagens Sverige. Detta beror främst på att Sverige har ett energidimensionerat (vattenkraftdominerat) system. För vår del kan en prisdifferentiering efter kortsiktiga marginalkostnader idag få en stor inverkan på så sätt att transmissions- och distributionskapaciteten för elenergi kan hållas nere när efterfrågan växer.
b. Marginalkostnadsprissättningens påverkan på elförbrukningen ger vid handen att konsumenterna är känsliga för prisförändringar. Hur stora "effektivitetsvinster" som kan erhållas genom en sådan prissättning är svårare att bedöma. Detta beror naturligtvis bl. a. på hur dagens prissättning avviker från de marginella kostnaderna.

6.3 Kostnader för prissättningen

En övergång till en prissättning på elenergi och fjärrvärme som följer marginalkostnadernas variationer under året och dygnet skulle innebära en något mer omfattande mätutrustning och administration än vad som är vanligt idag. Vad gäller el kommer de största förändringarna att ske för hushållsabonnenter, handel och service (lågspänningskunder) medan vissa av storförbrukarna (högspänningskunder) redan har utrustning som krävs för en effektiv prissättning.

Vid en *intervallprissättning* behöver lågspänningskunderna mätare där man kan läsa av och lagra uppgifter rörande förbrukning under högbelastning (t. ex. vardagar 07–21) och lågbelastning (övrig tid). Det måste också vara möjligt att för leverantörer och kunder särskilja och avläsa förbrukning under olika säsonger, såsom vinter, höst/vår och sommar.

För fjärrvärme är det viktigast att kunna göra separata avläsningar för olika årstider eftersom variationerna över dygnet är av mindre omfattning.

För *elenergi* kunde ett *första steg* vara en säsongsvariation av energipriset för elvärmekunder (dessa utgör ca 12 procent av lågspänningskunderna men förbrukar dock ca 30 procent av energin). Säsongsvariationen kan (förutsatt att personella resurser finns) åstadkommas med ytterligare en eller flera mätaravläsningar. Kostnaden härför kan, beroende på bebyggelsetäthet m. m., variera men uppskattas till ca 25 kr per abonnent och avläsning.

Ett alternativ är anskaffning och uppsättning av nya elmätare eller mätartillsatser med registreringskapacitet. Den beräknade investeringen härför är lågt räknat 400 kr/abonnent och årskostnaden av storleksordningen 50 kr.

Ett *andra steg* kan vara en säsongsmässig prisdifferentiering *och* en differentiering under veckan och/eller dygnet och gälla ett stort antal lågspänningsabonnenter. Detta steg kan uppnås genom en kombination av extra

avläsningar och dubbel- eller trippelmätare eller också av en mera avancerad (elektronisk) mätare med minneskapacitet.

Under hösten 1979 tillsatte Marknadsrådet inom Svenska Elverksföreningen (SEF) en arbetsgrupp med representanter från Vattenfall, Sydkraft och Stockholms Energiverk. Arbetsgruppen formulerade en detaljerad kravspecifikation för en *mätartillsats* som skulle medge en uppdelning av energiförbrukningen på fyra olika tidsperioder. Dessa perioder avsåg vinter vardag dagtid, vinter övrig tid, vår/höst och sommar. Tillsatsen skulle också registrera debiteringseffekten (medelvärdet av ett bestämt antal veckovärden av maximalt uttagen effekt). Offertförfrågan avseende dels ett 50-tal prototyper, dels tillsatsen i serieproduktion skickades ut kring årsskiftet.

Industrin visade stort intresse för offertförfrågan och ett 20-tal olika företag lämnade offerter. Baserat på de priser som offererades torde det vara möjligt att räkna med ett pris för tillsatsen i serieutförandet på storleksordningen 300 kronor. Utvärderingen av offerterna resulterade i att arbetsgruppen rekommenderade inköp av 100 prototyper från två olika tillverkare.

Flertalet av prototyperna har redan levererats och kommer att under ca ett år utvärderas tekniskt och funktionsmässigt, dels i laboratoriemiljö, dels ute hos abonnenter.

När det gäller utvecklingen av *nya mätare* bör man först konstatera att mångåriga erfarenheter givit den nuvarande elektromekaniska mätaren en hög tillförlitlighet till relativt låga kostnader. Mätaren har dessutom lång livslängd och finns utplacerad hos abonnenterna. För att en ny mätare skall vara konkurrenskraftig krävs att den förutom hög tillförlitlighet och låga kostnader även skall kunna ha andra väsentliga egenskaper såsom fjärravläsning och fjärrkontroll.

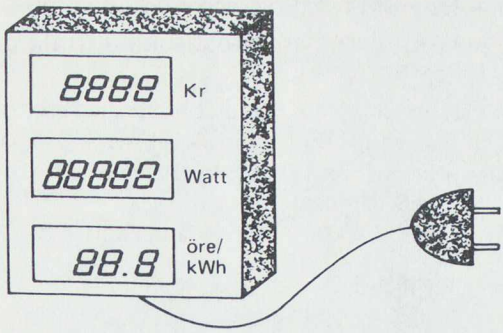
Det är därför klart att en eventuell ny mätare endast kan komma ifråga på några års sikt. En sådan skulle kunna utrustas med envägs- eller tvåvägskommunikation.

Kommunikationsmöjligheterna ut till mätaren (via elnätet t. ex.) skulle kunna utnyttjas för omkoppling av mätaren med hänsyn till tariffens variation och styrning av last hos abonnenten. I andra riktningen skulle t. ex. direktavläsning av mätaren kunna utföras. Kommunikation skulle även kunna utnyttjas för områden vid sidan av det som direkt har med distribution att göra, t. ex. larm, avläsning av andra mätvärden i huset. Mätaren kan användas till alla tänkbara taxekonstruktioner inklusive intervallprissättning.

Den nya mätaren medger till skillnad från nuvarande enkeltariffmätare även en registrering av de små konsumenternas effektuttag under olika tidsperioder. Detta öppnar möjligheter att som ett alternativ till en tariff med kraftigt varierande energipriser konstruera en tariff där energiavgiften varierar mindre och där en avgift för kapacitetskostnaden tas ut genom registrering av konsumentens effektuttag under de dimensionerande högbelastningsperioderna.

Till kostnaderna i anslutning till mätningen kommer kostnader för kundadministration, för information till kunderna och för underhåll av mätsystemet. Med dagens eltaxor varierar dessa kostnader med abonnenternas storlek och vilken tarifftyp som tillämpas. Därtill kommer skillnader beroende på abonnentens belägenhet avseende tätort, landsbygd eller glesbygd.

Vid en övergång till en mer *momentan prissättning* för lågspänningsabonnenter krävs mätare som möjliggör



Figur 6:4 Informationsenhet.

1. Envägskommunikation mellan råkraftproducent och detaljdistributör (överföring av marginalkostnaden via stamlinjenätet).
2. Tvåvägskommunikation mellan detaljdistributör och detaljkonsument. Överföring av varierande elpriser och avläsning av elkonsumtionen.
3. Envägskommunikation mellan elmätare och avläsningsenhet inom bostaden.

Det konsumenten skulle uppleva, vore en informationsenhet i ett vanligt väggutag enligt figur 6.4. Mätaren befinner sig idag på prototypstadiet, varför den slutliga utformningen inte är känd.

För *fjärrvärme* är dygnsvariationerna av mindre betydelse, varför en enkeltariffmätare är tillräcklig. Kostnaderna för en sådan beräknas till:

Anskaffningskostnad	850 kr
Tid mellan revisioner integreringsverk	8 år
vattenmätare	3 år
Revisionskostnad integreringsverk	105 kr
vattenmätare	varierar
Avläsningskostnad löpande	16–18 kr/avläsn.
selektiv	25–35 kr/avläsn.

Dubbeltariffmätare med tidur eller rundstyrningsmottagare som idag används endast i begränsad utsträckning erbjuder inga tekniska problem och torde medföra högst samma merkostnader som för elmätare.

För *stadsgas och naturgas* krävs mätare av en sådan kvalitet att inga läckage uppstår. Kostnaden för en sådan är ca 500 kr utan tidur och omkring det dubbla med tidur.

De slutsatser som kan dras är att huvuddelen av dagens mätare inte klarar av en dygnsdifferentiering av energipriset, medan säsongsvariationer kan bemästras med tätare avläsningar av mätarna. En differentiering över dygnet kräver antingen en extra tillsats för nuvarande mätare eller installation av dubbeltariffmätare.

Om man har ambitionen att införa en momentan prissättning resulterar det i ett helt nytt mätarsystem. Detta har ännu ej praktiserats i full skala, dvs. driftserfarenhet saknas.

6.4 Hur förbrukningen påverkas av en övergång till en mera renodlad marginalkostnadsprissättning på energi

För att beskriva effekterna av en förändrad prissättning är det inledningsvis nödvändigt att kort rekapitulera vilken roll energianvändningen spelar inom olika sektorer. Diskussionen berör huvudsakligen elström men principerna gäller även fjärrvärme.

Man brukar dela in energiförbrukarna i fyra kategorier (sektorer):

a. industri
b. handel och service
c. transporter samt
d. hushåll

De olika kategorierna har olika mönster för sin förbrukning. Industrin har ofta en jämn belastning över dag och ibland natt, medan hushåll och transporter varierar sin energianvändning mellan olika timmar. Graden av priskänslighet beror dels på möjligheterna att ersätta energi med andra produktionsfaktorer, dels på möjligheterna att övervältra kostnaderna av höjda energipriser framåt på produkterna. Enskilda hushållskonsumenter har vanligen inte samma möjligheter att göra kostnadsbedömningar som industrin men detta behöver inte innebära att priskänsligheten därför är låg. Hushållens priskänslighet antas emellertid ofta vara mindre än industrins, men någon entydig slutsats kan ej dragas ur empiriska undersökningar.

Förbrukarnas känslighet för prisförändringar varierar på kort och lång sikt. Man brukar mäta den med hjälp av kortsiktig och långsiktig priselasticitet, dvs. procentuell förändring av energiförbrukningen på kort eller lång sikt vid en procents förändring av energipriset. Med kort sikt menar man en omedelbar reaktion medan man med lång sikt menar reaktioner över flera år.

Industrin är alltså den sektor som ofta antas ha den största känsligheten för prisförändringar såväl på kort sikt som på lång sikt. Energiförbrukningen inom svensk industri är mer koncentrerad till ett litet antal delsektorer än vad fallet är i många andra länder. Omkring 90 procent av den svenska industrins energianvändning ligger inom delsektorerna järn, stål och metall, trä, papper och massa, kemi, jord och sten, gruvor och livsmedel.

En del av den svenska industrin har under en lång följd av år haft möjlighet att skriva långtidsavtal vad gäller leveranser av el. I många fall har energiavgiften under senare delen av kontraktsperioden legat under de kortsiktiga marginalkostnaderna. Fr. o. m. 1978 har situationen drastiskt förändrats och de flesta företag betalar idag priser som i genomsnitt över året ansluter sig till marginalkostnaderna för produktion och distribution. Däremot gäller att anpassningen timme för timme är mindre god.

För industrin är det svårt att idag ange i vilken mån det råder stora avvikelser mellan de priser man betalar och marginalkostnaderna på el. En orsak till dessa svårigheter är att priserna består av avgifter på energi (kr/kWh), på abonnerad effekt (kr/kW), på uttagen effekt (kr/kW), på reservkapacitet (kr/kW) och på abonnemang (fast avgift).

Även måttliga förändringar av energiavgifterna kan få stora konsekvenser

för företag som verkar inom energitunga branscher. (För en mer ingående analys se DFE-rapport nr 34, s. 219[1]). Speciellt gäller detta de företag som har ett jämnt energiuttag över året ("långtidsutnyttjarna"). Vissa företag har ett fast produktionsmönster som innebär att man ej kan anpassa sig till snabba momentana prisförändringar. (För en mer ingående analys av långtidsutnyttjarnas situation, se exempelvis DsI 1977:17, s. 15:106[2].)

Transportsektorn står för ungefär 20 procent av den svenska energianvändningen. Här är det petroleumprodukterna som är de överskuggande energibärarna. För dessa energislag utgör skatterna en så betydande andel av konsumentens pris att en liten förändring i de reella kostnaderna har en mindre betydelse. För den elberoende delen av transportsektorn – dvs. järnvägar, tunnelbanor och spårvägar – är däremot elprissättningen en betydelsefull kostnadsfaktor. Denna del omfattar dock enbart ca 2 procent av sektorns energiförbrukning.

Sektorerna *handel, service och hushåll* står för ungeför 40 procent av vår totala energianvändning. Förhållandena inbördes är här tämligen likartade. Variationerna i energiförbrukning är stora mellan sommar och vinter och mellan dag och natt.

Konsumenterna efterfrågar energi för att få vissa tjänster utförda, t. ex. uppvärmning och belysning. Energin konsumeras när den driver den utrustning som levererar de olika tjänsterna. Energiefterfrågan bestäms därför både av konsumentens konsumtionsbeslut om hur den tillgängliga utrustningen skall utnyttjas och av konsumentens investeringsbeslut om vilken utrustning som skall inköpas. I många fall har konsumenten valfrihet i fråga om investeringsbeslutet, men i vissa fall fattas investeringsbeslutet av någon annan än den slutliga konsumenten, t. ex. av värden i fråga om värmeanläggningen i ett hyreshus. När investeringsbeslutet fattas avgörs också vilket/vilka energislag som skall utnyttjas, t. ex. om pannan skall oljeeldas, drivas med elpatron eller flis eller kombinationer av dessa. I konsumtionsbeslutet avgör konsumenten hur mycket olika typer av utrustning skall utnyttjas och när.

Ändrade relativpriser och utbytbarheten mellan olika energislag påverkar på kort sikt främst konsumtionsbeslutet. Konsumtionen kan öka eller minska och förskjutas i tiden. Ökar den totala tariffnivån på ett energislag relativt andra söker konsumenten gå över till billigare substitut, t. ex. att värma huset med el istället för olja. På längre sikt påverkas alltså också investeringsbesluten. Konsumenterna kan bl. a. skaffa fler eller färre energikonsumerande utrustningsdetaljer och gå över till mer eller mindre energisnål utrustning, investera eller låta bli att investera i energibesparande åtgärder på redan existerande utrustning, t. ex. tilläggsisolering på hus. Stiger priset på ett energislag relativt de övrigas priser, påverkas inte bara investeringsbesluten rörande utrustning, som drivs med detta energislag, utan också besluten rörande substitut och komplement.

En strikt tillämpning av samhällsekononomiskt effektiv prissättning på energi antas inte bara leda till att den tillgängliga produktionsapparaten utnyttjas på bästa sätt, utan också den existerande konsumtionsapparaten. Ett hushåll anpassar sig då mot ett jämviktsläge, där marginalnyttan av varje sista krona spenderad på olika energislag blir lika och marginalnyttan

[1] Att styra energianvändningen, Forskningsgruppen för Energisystemstudier, Delegationen för Energiforskning, Stockholm 1980.

[2] Styrmedel för en framtida energihushållning. Bilagedel 2 till huvudrapport från Expertgruppen för styrmedel, Energikommissionen, Industridepartementet, Stockholm 1977.

av varje sista krona spenderad på energikonsumtion blir lika med marginalnyttan av varje sista krona spenderad på andra nyttigheter.

I realiteten finns många problem och trögheter förknippade med konsumenternas anpassning av konsumtion och investeringar. Ett sådant problem är hur taxan/taxorna skall utformas så att de speglar den kortsiktiga marginalkostnaden på ett för konsumenten förståeligt sätt och på vilka mätnings- och debiteringsrutiner som utvecklas.

Att det finns lättillgänglig information om gällande priser och aktuell förbrukning är centralt för att konsumenten skall kunna vidta någon åtgärd. För det enskilda hushållet har det troligen varit svårt att skaffa sig en klar uppfattning om hur olika investeringsbeslut påverkat elräkningen. Få hushåll sätter sig in i hur t. ex. eltaxan är uppbyggd och debiteringen sker relativt sällan. Återkoppling mellan åtgärd och utfall blir därmed nästintill omöjligt att få. Den ökning i elräkningens storlek som inköp och användning av ytterligare en hushållsapparat för med sig blir också svår att se. Likaledes saknas helt incitament för flertalet hushåll i hyreshus att spara på energi för uppvärmningsändamål, eftersom koppling mellan den egna förbrukningen och beloppet på hyresavin inte finns. För många hushåll med stadsgas är det också ointressant att ändra på sin förbrukning av stadsgas, därför att debiteringen inte är kopplad till denna, utan till lägenhetens storlek.

Det räcker dock inte att stimulera hushållen till en ökad energiekonomi genom att låta konsumenterna betala priser motsvarande den kortsiktiga marginalkostnaden. Det torde dessutom vara nödvändigt med lättillgänglig information dels om vad kostnaden är när konsumtionsbesluten träffas, dels också om förväntade prisförändringar på längre sikt. Får konsumenterna först efteråt reda på att en viss energianvändning blev dyrare än förutsett går ju styreffekten hos priset förlorad. Och om man inte regelbundet informerar konsumenten om de mera långsiktiga prisförändringarna så kan konsumenterna på basis av korta perioder av låga priser förledas till inköp av dyrbar kapitalutrustning.

Vid en intervallprissättning måste man klargöra differenser såväl mellan dag- och nattaxa som mellan sommar- och vinteravgifter. Man bör informera hushållsabonnenterna om möjligheterna till att utnyttja låga energiavgifter.

Vid en momentan prissättning ställs hushållsabonnenterna inför svårigheter då de inte i förväg känner till energipriset ens under det närmaste dygnet. Här gäller det att lära konsumenterna att i första hand observera de prisförändringar som är av regelbunden art och på detta vis få ett medvetande om mönstret i prisvariationerna.

Frågan är då, hur stor styreffekt en differentiering av tariffen kommer att få på olika abonnentkategorier?

Detta avgör hur stor effekt ett införande av tidsdifferentierad lågspänningstariff kan få för ett bättre kapacitetsutnyttjande av kraftsystemet. Hushållen förbrukade år 1979 22,7 TWh motsvarande 26 procent av den totala elanvändningen.

En stor förändring i uttagsmönstret kan förväntas ske under vinterperioden, där den potentiella belastningsomfördelningen mellan dagtid och nattid för en stor del av lågspänningsabonnenterna är 25–30 procent.

Totalt sett innebär detta att:

a. Varje förändring av energiavgiften får stora konsekvenser för långtidsutnyttjarna. Denna konsumentkategori stimuleras med det nuvarande prissystemet att hålla en jämn förbrukning medan man vid en mera marginalkostnadstrogen prissättning blir stimulerad att variera förbrukningen för att utnyttja periodvisa lågpriser.
b. För att samhället skall dra nytta av en prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader måste hushållen informeras om hur man på bästa sätt kan utnyttja metoder och apparater för att reagera på planerade eller tillfälliga lågpriser.
c. Tidsdifferentierade tariffer, antingen de gäller intervall eller momentant, har det största användningsområdet inom elsektorn medan fjärrvärmesidan ger ett större utrymme för icke differentierade priser (åtminstone över dygnet).
d. Momentana priser låter konsumenten samtidigt dra fördelen av och ta risken med att priserna förändras. En intervallprissättning garanterar däremot kunden fasta priser inom varje intervall och överlåter på detta sätt risktagandet till producenter och distributörer. Det kan då inträffa att dessa under vissa tidsperioder tvingas att sälja elenergi eller fjärrvärme till priser som kan komma att understiga de kortsiktiga marginalkostnaderna. Priskänsliga konsumenter gynnas troligen av en momentan prissättning medan effekterna blir svårare att bedöma för dem som inte är känsliga för prisförändringar.

Mer detaljerade konsekvenser har behandlats i andra sammanhang (se DsI 1980:22, s. 247).[1]

Innebär nu priser efter kortsiktiga marginalkostnader så stora besparingar för konsumenterna att man bör eftersträva en utveckling mot momentana priser eller intervallpriser? Eller med andra ord, vilka är effekterna av att man idag ej fullt ut tillämpar priser efter kortsiktiga marginalkostnader? Svaren på dessa frågor kan sammanfattas i tre delar.

För det första kan avvikelser mellan priser och kostnader leda till att jämvikten på energimarknaderna rubbas. En ofullständig prisbildning på elenergi och fjärrvärme kan leda till att konsumenterna styrs till en för stor förbrukning på dagen och till en för liten på natten eller en för stor användning på vintern och till en för liten på sommaren. Detta leder till dåligt kapacitetsutnyttjande. Detta är alltså konsekvenser som uppkommer på mycket *kort sikt*. Hur stora de samhällsekonomiska kostnaderna är för en sådan snedvridning är svårt att bedöma, men de kan årligen röra sig om belopp av inte helt obetydlig storlek.

För det andra kan avvikelser mellan priser och samhällsekonomiska kostnader leda till långsiktiga effekter vad gäller onödiga investeringar hos producenter, distributörer och konsumenter. För *låga* priser kan leda till en

[1] El och olja. Förslag från Elanvändningskommittén (ELAK) till restriktioner, användning och hushållning, Industridepartmentet, Stockholm 1980. Några av de effekter som här noteras är ett minskat fossilvärmekraftutnyttjande, ett bättre utnyttjande av kraftnätet, en minskad distributionsutbyggnad, en längre utnyttjningstid för baslastverk, ett ökat elsparande under höglasttid, en styrning mot ackumulerade system (ex. vatten- och saltmagasin) samt en premiering av braskaminer för drift under köldknäppar.

för hög förbrukning med påföljd att producenter och distributörer investerar i en onödigt hög kapacitet. För *höga* priser kan å andra sidan betyda att konsumenterna onödigtvis anskaffar utrustning för att spara elenergi eller fjärrvärme. Dessa *långsiktiga* konsekvenser är svårare att uppskatta, men kan förmodligen även de uppgå till icke obetydliga belopp per år.[1]

För det tredje så innebär en prissättning, som ej fullt ut följer variationerna i de kortsiktiga marginalkostnaderna, att konsumenterna inte stimuleras att använda elenergi resp. fjärrvärme vid de tidpunkter då detta är billigt. En flexiblare taxa skulle kunna komma att innebära installation av elpatroner m. m. parallellt med existerande uppvärmningsformer. Detta har en fördel vad gäller "riskspridning": konsumtionens sårbarhet vad gäller plötsliga leveransstörningar kommer att minska.

Slutsatsen blir således att kortsiktiga effekter, långsiktiga effekter och riskaspekter samtliga tyder på att det existerar sådana fördelar med en mer långtgående prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader att en vidare utveckling ter sig önskvärd.

6.5 Inkomst- och förmögenhetseffekter för producenter, distributörer och konsumenter

Man har i många sammanhang sökt sammankoppla å ena sidan målet på effektivitet med tillhörande prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader och å andra sidan finansiella avkastningskrav. I vissa fall har man trott att dessa två mål sammanfaller på ett naturligt sätt (se exempelvis Affärsverksutredningen, eller reservationerna till Vägkostnadsutredningen).[2] Det måste här poängteras att så inte är fallet, utan att dessa mål ofta kommer i konflikt med varandra.

Den i många fall etablerade principen att sätta priser efter genomsnittskostnader baseras huvudsakligen på finansiella avkastningskrav (se t. ex. kommunallagen). Vid en övergång till marginalkostnadsprissättning kan det tillfälligt uppstå svårigheter att under dessa betingelser producera och distribuera energi och samtidigt klara de finansiella kraven.

Den komplexa ägarstruktur som råder inom elsektorn försvårar en analys av konsekvenserna av en prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader. Ofta sker distribution och produktion inom samma företag, varför ev. underskott i distributionsledet i vissa fall kan subventioneras av överskott från producentledet. Sådana situationer uppstår när produktionen i huvudsak kommer från vattenkraft, där de rörliga kostnaderna betydligt understiger de som är marginella för elsystemet som helhet.

Fjärrvärmesektorn kännetecknas å andra sidan av att totalansvaret ligger nästan helt på kommunalt drivna organisationer, som har att samtidigt planera för inköp, produktion och distribution av värme. I många fall har expansionen av fjärrvärmesystem skett så snabbt att det kommit att föreligga en betydande överkapacitet. Pris efter marginalkostnad kan här komma att innebära att man inte kan ta ut så stora kapacitetsavgifter av förbrukarna att man får täckning för sina fasta investeringskostnader.

En renodlad prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader skulle möjligen kunna få betydande konsekvenser för ett mindre antal energiprodu-

[1] Ur avsnitt 6,2 framgår att en marginalkostnadstrogen prissättning i England och Frankrike har inneburit minskade investeringar vad gäller elproduktion motsvarande flera tusen megawatt. Även om Sverige för dagen är väl tillgodosett vad gäller kapacitet för produktion av elenergi är det uppenbart att man på längre sikt här kan förvänta sig sådana effekter. Omedelbara besparingar kan däremot förväntas såväl vid distribution av el som vid produktion och distribution av fjärrvärme.

[2] Affärsverken. Ekonomi, konkurrens och effektivitet, Del 1–2, SOU 1968:45–46, Finansdepartementet, Stockholm, 1968, resp. Vägtrafiken. Kostnader och avgifter, SOU 1973:32, Kommunikationsdepartementet, Stockholm, 1973.

center och energidistributörer. För att överleva måste kanske dessa företag avvika från kravet på energiavgifter efter kortsiktiga marginalkostnader eller från fasta avgifter efter abonnemangs- och mätningskostnader för att uppfylla ett tillfredsställande avkastningskrav. I de fall sådana avvikelser kan sägas vara befogade bör de ske på ett sådant sätt att man helst inte stimulerar till en ändrad energiförbrukning. Detta betyder att man först och främst bör justera de fasta avgifterna och därefter de rörliga energiavgifterna (se avsnitt 4.7.3 för en genomgång av metoder för detta).

En ökad prisdifferentiering i anslutning till varierande marginalkostnader förutsätts således leda till ett bättre resursutnyttjande och därmed till lägre totalkostnader för samhället som helhet. Detta innebär i sin tur en långsammare prisökning till fördel för den största delen av landets konsumenter. En prissättning efter kortsiktiga marginalkostnader kommer att påverka energikonsumenterna på olika sätt.

Högre energipriser under vinterdagar i kombination med lägre priser under sommarnätter kommer att gynna de abonnentgrupper som är priskänsliga och som har möjlighet att anpassa sin energiförbrukning mellan dag och natt respektive sommar och vinter.

Bland industriföretag kommer priser efter kortsiktiga marginalkostnader att gynna dem som har en fluktuerande energiförbrukning och som kan förlägga förbrukningen till tider med låga energipriser. Exempel härpå är företag med egenproduktion av energi och som själva producerar energi när priset är högt men som köper energi då priset är lägre. Erfarenheterna från Frankrike illustrerar detta förhållande. (Se avsnitt 6.2.)

När det gäller hushållen har dels elvärmeabonnenterna och dels också de mindre energianvändarna (dvs. de hushåll som enbart utnyttjar energikällorna för grundläggande behov) svårt att anpassa tiden för sin förbrukning. Fördelar uppstår emellertid för de hushåll som anskaffar utrustning för lagring av energi vid tider då priserna är låga.

En fråga kan därför vara vilka metoder som finns för att justera en marginalkostnadsprissättning så att man lindrar verkningarna för de förbrukare som blir hårt drabbade. En av dessa metoder är *progressiva blocktariffer* (se avsnitt 4.7.3), som i sin mest renodlade form har två tariffblock – ett för grundläggande behov med låga priser ("lifeline rates") och ett för konsumtionen därutöver och då till priser motsvarande de kortsiktiga marginalkostnaderna. Tanken är att basbehoven är så grundläggande att priskänsligheten är mycket liten. Den priselasticitet som existerar hänför sig till behov över basnivån. Nedjusteringar av priserna skall därför ske på basnivån, där låga priser inte beräknas påverka förbrukningen.

En öppen fråga är hur man skall kunna försäkra sig om att statliga, kommunala och privata energiproducenter och energidistributörer utformar sina priser och tariffer på ett sådant sätt att:

a. konsumenterna ställs inför priser motsvarande de kortsiktiga marginalkostnaderna
b. producenter och distributörer av energi inte via fasta avgifter erhåller en alltför hög avkastning på insatt kapital
c. därutöver uppkomna överskott eller underskott regleras via metoder som inte stör effektiviteten i energisektorn och inte heller förorsakar otillfredsställande inkomsteffekter.

Bland producenterna, närmast kraftföretagen, skulle ändrade tariffer också kunna medföra inkomstförändringar. Det är emellertid inte helt enkelt att på förhand ange vilka som skulle gynnas respektive missgynnas av ett införande av mer marginalkostnadstrogna priser. Av stor betydelse för hur omfördelningen faller ut är i vilken riktning konkurrensförutsättningarna förskjuts mellan det prisledande kraftföretaget, Vattenfall, och övriga kraftföretag. Om möjligheterna till ett effektivare resursutnyttjande är större inom Vattenfalls produktionssystem än hos de övriga kraftföretagen kommer överskotten inom den privata kraftindustrin rimligen att pressas ned medan resultatet blir det motsatta om effektiviseringsmöjligheterna är störst inom den privata kraftindustrin.

6.6 Övriga effekter

Analysen har hittills gällt de mest betydelsefulla effekterna av en ökad prisdifferentiering på energi byggd på principen om pris efter kortsiktiga marginalkostnader. I tidigare avsnitt framgår kostnaderna för en effektivare prissättning (6.3), hur effektivare priser påverkar förbrukningen (6.4) samt hur inkomster och förmögenheter förändras (6.5). Det är främst dessa effekter som bör vara avgörande vid beslut om en anpassning till samhällsekonomiskt effektiva priser.

Ytterligare effekter av betydelse för beslutet är bl. a. vilken inverkan effektiva priser kan ha på den allmänna prisutvecklingen och på utformningen av den miljö där produktion och konsumtion av energi försiggår.

Prisökningar på olika slag av energi har en stor påverkan på den genomsnittliga *konsumentprisutvecklingen*. Under perioden 1976–1980 har direkta och indirekta effekter av prishöjningar på energi och då framför allt på oljan påverkat den genomsnittliga höjningen av konsumentprisnivån med mellan 0,5 och 2,9 procentenheter. Motsvarande höjning av den totala prisnivån i konsumentledet uppgick till mellan 7,3 och 13,4 procent. Störst var påverkan under 1979 medan den lägsta påverkan registrerats för 1976. Övriga år under den aktuella perioden – 1977, 1978 och 1980 – har energiprisökningarnas påverkan på den genomsnittliga konsumentprisökningen varit 0,9, 1,2 respektive 2,2 procentenheter.

Ett införande av en prissättning som i högre utsträckning ansluter sig till de kortsiktiga marginalkostnaderna kommer att innebära prishöjningar på energi under högbelastning och prissänkningar under lågbelastning. Då ett sådant prissystem förutsätts öka effektiviteten för samhället som helhet måste detta komma att innebära att den genomsnittliga prisnivån på energi kommer att *öka i en långsammare takt* än vad som vore fallet om nuvarande prissättningsprinciper finge råda i fortsättningen.

För att *skydda den yttre miljön* mot diverse miljöfarliga utsläpp, har under senare år tillkommit olika miljölagar och förordningar. De olika reningsmetoder som företagen därvid måste investera i är ofta energikrävande, varför de leder till en ökad energiförbrukning. När man studerar utvecklingen av industrins totala energianvändning, är det därför viktigt att även ta hänsyn till att de faktiska besparingarna, till följd av energibesparande investeringar, kan ha reducerats p. g. a. att företagen även har varit tvungna att vidta energikrävande miljöinvesteringar.

Tabell 6.1 Sammanfattning av effekter av en anpassning till samhällsekonomiskt effektiva priser på energi

Typ av effekter	Momentan prissättning	Intervallprissättning
1. Kostnader för prissättningen	Vissa storförbrukare har redan erforderlig utrustning. För övriga konsumenter krävs elektroniska mätare med återkoppling. Driftserfarenheter av dessa saknas och kostnaderna vid en serieproduktion är osäkra	Kräver a. att nuvarande enkeltariffmätare kombineras med en mätartillsats som befinner sig på prototypstadiet, eller b. installation av dubbeltariffmätare med rundstyrningsutrustning, eller c. elektroniska mätare med återkoppling. Kostnaderna för de båda förstnämnda är relativt säkra
2. Konsumenteffekter	Stimulerar konsumenter med hög priskänslighet. Bör kombineras med en information om långsiktig prisutveckling i avsikt att undvika köp av kapitalutrustning som en reaktion på tillfälligt låga eller tillfälligt höga priser. Låter konsumenten ta risken för snabba kostnadsförändringar. Kan betyda att energiproducenterna ökar de fasta avgifterna för att försäkra sig om tillräckliga intäkter.	Stimulerar konsumenter med hög priskänslighet. Bör kombineras med en information om långsiktig prisutveckling i avsikt att undvika köp av kapitalutrustning som en reaktion på tillfälligt låga eller tillfälligt höga priser. Låter energiproducenterna ta risken för snabba kostnadsförändringar, vilket kan betyda att en riskpremie läggs ovanpå energiavgiften
3. Fördelar med priser efter kortsiktiga marginalkostnader	Minskar konsumenternas kostnader genom a. att man undviker att producera energi till högre kostnader än vad konsumenterna är villiga att betala och b. att man minskar investeringsbehoven. Dessutom kan en bättre prisdifferentiering leda till c. att kunderna stimuleras till att anskaffa en mer flexibel utrustning och därigenom erhålls en minskad sårbarhet för plötsliga leveransstörningar	do
4. Inkomst- och förmögenhetseffekter	Kan leda till ökade inkomster för de producenter och konsumenter som är anpassningsbara. Kan också innebära betydande fördyringar för dem som ej har möjlighet att anpassa sig till prisförändringar. Vissa producenter och distributörer av energi med höga fasta kostnader kan komma att tvingas till att belasta kunderna med höga fasta avgifter	do
5. Allmänna prisutvecklingen	Leder till lägre totalkostnader och därmed till en minskad ökningstakt vad gäller prisutvecklingen	do
6. Miljöeffekter	Stimulerar miljöförbättringar	do

En introduktion av skatter och avgifter motsvarande faktiska miljökostnader kommer att leda till en ökad lönsamhet att genomföra miljöförbättringar. Priset kommer alltså att kunna verka som ett styrmedel även här. Detta får inte tolkas så att miljöförstörare har möjlighet att via skatter och avgifter "köpa sig fria" från ansvar för vår miljö. Istället skall man via

dessa incitament få medborgarna att förbättra miljön *utöver* vad som via lagar och förordningar är utstakat som minimikrav.

Sammanfattningsvis kan då sägas att en större anpassning av energipriset mot samhällsekonomiska (kortsiktiga) marginalkostnader här enbart synes ge positiva effekter. Ett ökat pris- och kostnadsmedvetande innebär betydande fördelar för energiprisutveckling, miljö m. m.

7 Sammanfattning och slutsatser

I kommitténs direktiv anges att vår analys och redovisning skall syfta till att ge ett underlag för att bedöma om samhällsekonomiska eller energipolitiska fördelar skulle kunna uppnås om taxor och priser vore annorlunda utformade än vad de är idag. Ett önskemål är därför att vi, så långt möjligt, redovisar resultatet av våra analyser och överväganden i form av översiktliga jämförelser mellan de nuvarande energipriserna och energipriser utformade efter principer som kan tänkas utgöra alternativ till de nu tillämpade.

Efter att i kapitlen 2 och 3 ha redovisat hur priserna på energi är utformade i Sverige och i några andra länder ägnas kapitel 4 åt en analys av den teoretiska grundvalen för prissättningen. I samma kapitel söker vi också beskriva vilka effekter, positiva och negativa, som kan tänkas uppstå vid tillämpning av olika principer för prissättning av energi. Därvid behandlas dels de mera traditionella, kostnadsanknutna prissättningsprinciperna, såsom prissättning enligt självkostnad, enligt kortsiktig marginalkostnad och enligt långsiktig marginalkostnad, dels ett antal andra principer för och krav på prissättning på energi. Till dessa senare principer och krav hör att priserna skall stimulera energisparandet och införandet av nya energikällor, bidra till en balanserad regional utveckling, påverka inkomst- och förmögenhetsfördelningen mellan energiproducenter och energikonsumenter på visst sätt m. m. Vi har här även analyserat inverkan av de företagsekonomiska restriktioner som gäller oavsett vilken prissättningsprincip som tillämpas. Sådana restriktioner kan oftast sammanfattas som ett krav på självfinansiering av nya investeringar och på kostnadstäckning inkl. viss avkastning på det i energiföretagen investerade kapitalet.

En central utgångspunkt för vår analys av olika prissättningsprinciper är uppfattningen att prisernas viktigaste roll bör vara att bidra till en effektiv hushållning med samhällets resurser. Till dessa resurser hör inte bara energi i olika former utan också arbetskraft, realkapital (t. ex. maskiner, byggnader och transportmedel) och råvaror. Eftersom det inte finns något överflöd av någon av dessa resurser måste hushållning med samtliga betraktas som nödvändig. En god hushållning uppnås om man vid givna standardkrav kan finna den avvägning mellan åtgången av arbetskraft, realkapital, energi och råvaror som leder till att kostnaderna för den totala insatsen av resurserna blir så låga som möjligt. Frågan gäller således hur man optimerar den samtidiga användningen av olika resurser, inte hur man kan minimera utnyttjandet av en enda resurs. Skulle man t. ex. sträva efter att ensidigt minimera användningen av energi i en viss verksamhet skulle detta innebära att för

mycket av övriga resurser utnyttjades. Totalt sett skulle därmed uppstå ett slöseri med knappa resurser i samhället. Endast om vi hade överflöd på alla övriga resurser i ekonomin skulle en minimering av energianvändningen samtidigt vara en god hushållning med resurser.

Vad innebär då kravet på god hushållning för prisernas utformning? Prisernas uppgift kan sägas vara att förmedla information till köpare och säljare av olika resurser, varor och tjänster. De hushåll och företag som uppträder som köpare bör via priserna kunna få en korrekt information om kostnaden, dvs. åtgången av olika knappa resurser, för att tillhandahålla en viss vara eller tjänst. För den som tillhandahåller eller säljer en produkt ger priserna på marknaden information om köparnas betalningsvilja, dvs. om hur köparna värderar produkten. Förutom att priserna skall förmedla dessa informationer bör de leda till jämvikt mellan utbud och efterfrågan så att inte sådana fördelningsmetoder som t. ex. köer och ransoneringar behöver tillgripas i normala tider.

Ett krav på priserna är således att de förmedlar korrekt kostnadsinformation. Vad det härvid är frågan om är kostnaden för att ta i anspråk ytterligare resurser som har alternativ användning i ekonomin. Detta är ett framåtsyftande kostnadsbegrepp som är direkt förknippat med kravet på god hushållning med samhällets resurser. Den samhällsekonomiska kostnaden för att konsumera en enhet mera av en vara motsvarar den besparing som skulle uppstå för samhället om denna enhet inte behövde produceras. Detta kostnadsbegrepp har ingenting att göra med en verksamhets "historiska" kostnader, exempelvis kostnader för tidigare investeringar. Samhällsekonomiskt sett uppstod dessa – nu närmast bokföringsmässiga – kostnader när investeringen genomfördes. Det var då som knappa resurser i form av arbetskraft, kapital, energi och råvaror togs i anspråk. Vare sig den gjorda investeringen utnyttjas eller inte kan dessa resurser inte fås tillbaka. Därför bör de inte beaktas i ett kostnadsbegrepp som syftar till att på bästa sätt hushålla med nutida och framtida knappa resurser.

Om priset för att konsumera ytterligare en enhet av en vara, t. ex. en kWh elenergi eller en kWh fjärrvärmeenergi, understiger värdet av de resurser som måste tas i anspråk för att tillhandahålla denna ytterligare enhet av varan så leder detta rimligen till dålig hushållning med de resurser som måste tas i anspråk för att producera elenergi, resp. hetvatten. Priserna bör därför i princip aldrig understiga de rörliga produktionskostnaderna. Däremot kan det i vissa situationer vara förenat med god hushållning att sätta priset högre än vad som svarar mot den rörliga produktionskostnaden. Detta beror på ett annat av de krav som måste ställas på effektiva priser, nämligen att de skall leda till jämvikt mellan utbud och efterfrågan. Om ett pris baserat på den rörliga produktionskostnaden medför att efterfrågan blir större än vad som går att tillfredsställa med tillgänglig produktionskapacitet är det, såvida inte kösystem, ransoneringar eller någon annan form av administrativ reglering skall behöva tillgripas, nödvändigt att höja priserna till den nivå som ger jämvikt. I sådana situationer krävs således att priset inkluderar såväl rörlig produktionskostnad som kapacitetskostnad (knapphetsprissättning) för att en erforderlig hushållning skall uppnås.

Av det som här sagts om hur priserna skall sättas för att bidra till en god hushållning med knappa resurser i samhället följer att vi principiellt

förordar att energipriset fastställs efter kortsiktig marginalkostnad. Detta innebär att priset på energi bör sättas lika med den samhällsekonomiska kostnaden för att vid varje tillfälle producera ytterligare en enhet, t. ex. en kWh, inom ramen för existerande kapacitet.

Priser baserade på kortsiktig marginalkostnad kan för energiföretagen leda till såväl höga överskott vissa år som till stora förluster andra år. En fråga som, bl. a. därför, infinner sig när marginalkostnadsprissättning förordas, är hur de företagsekonomiska avkastningskraven skall kunna infrias. Med sådana avkastningskrav avser vi den avkastning på det investerade kapitalet som krävs för att långsiktigt trygga kapitalförsörjningen inom energisektorn. Att vi här rekommenderar marginalkostnadsprissättning beror på, att vi anser det vara möjligt att vid sidan av de rörliga priserna på ledningsbunden energi ta ut sådana fasta avgifter som medför att rimliga krav på avkastning och finansiering kan tillgodoses. Prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad behöver härigenom inte strida mot energiföretagens intresse av att förränta investerat kapital. Av avgörande betydelse är emellertid att sådana fasta avgifter inte på något påtagligt sätt blir styrande på energianvändningen. Det resultatet i form av god hushållning med olika resurser som marginalkostnadsprissättningen syftar till får inte snedvridas.

Fasta avgifter påverkar investeringsviljan hos såväl energikonsumenter som energiproducenter. Sådana avgifter har därför betydelse för den långsiktiga strukturutvecklingen inom energisektorn.

För t. ex. den fastighetsägare som står i begrepp att välja uppvärmningsform i en planerad ny byggnad eller för det industriföretag som skall välja mellan olje-, kol- eller elbaserad processvärme till en ny fabrik är vid beslutstillfället inte investeringskostnader eller framtida avgifter låsta. I en sådan beslutssituation är det den förväntade framtida tariffnivån, dvs. kombinationen av fasta och rörliga avgifter för respektive energislag, som blir avgörande.

Samma sak gäller också vid beslut om nya energiproduktionsanläggningar. För energiproducenten är den relevanta frågan om betalningsviljan för den energi som kan levereras från en ny anläggning räcker för att täcka både investeringskostnaderna (som vid beslutstillfället ännu inte är låsta) och de rörliga kostnaderna för anläggningen.

Man kan invända, att diskussionen här snarare gäller ett investeringsproblem än ett prissättningsproblem och därmed faller utanför mandatet för denna utredning. I praktiken är det emellertid ofrånkomligt, att det finns ett ömsesidigt beroende mellan å ena sidan investeringsbeteende och å andra sidan tariffstruktur och tariffnivå. Detta beroende kommer bl. a. till uttryck i att prognoserna över den framtida betalningsviljan och prisutvecklingen som regel utgår från den efterfrågan som kan observeras vid prognostillfället. Denna efterfrågan är i sin tur beroende av tariffnivåutvecklingen, dvs. av utvecklingen av både fasta och rörliga avgifter. Vidare har de fasta avgifterna betydelse för energiföretagens lönsamhet och soliditet och därmed för förmågan att finansiera ytterligare investeringar. Detta i sin tur påverkar det avkastningskrav som ställs på en tilltänkt investering.

Effekterna av sambandet mellan tariffnivå och strukturutveckling är svåra att kartlägga och analysera i detalj och vi har inte funnit det möjligt att göra detta inom ramen för denna utredning. Vi kan därför inte heller ge

något slutligt svar på frågan, om de fasta avgifter som f. n. tas ut i samband med leverans av ledningsbunden energi styr den långsiktiga strukturutvecklingen på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Det kan därför enligt vår mening finnas skäl att i lämpligt sammanhang ytterligare analysera dessa frågeställningar:

I den energipolitiska debatten har många andra krav ställts på energipriserna än att de skall leda till en god hushållning. Till dessa krav hör t. ex. att energipriserna skall stimulera till energisparande, gynna införandet av förnybara energikällor, verka för regional balans eller påverka inkomst- och förmögenhetsfördelningen på visst sätt. Man kan därför fråga sig i vilken utsträckning dessa krav infrias om energipriserna baseras på kortsiktig marginalkostnad.

Vi vill då erinra om den grundläggande regel som säger, att det i allmänhet krävs lika många styrmedel som det finns målsättningar.

Endast undantagsvis kan ett styrmedel uppfylla flera målsättningar samtidigt. Man bör därför inte förvänta sig att ett styrmedel, energipriserna, skall klara att uppfylla många olika målsättningar. Det är därför önskvärt att statsmakterna anger vilken styrmedelsroll som skall vara den primära för energipriserna. Utredningen har, som framgår av det som här har sagts, för sin del funnit att kravet på god hushållning med olika knappa resurser bör vara avgörande för valet av prissättningsprincip. Detta innebär att avkall måste göras på eventuella förväntningar på energipriserna som styrinstrument för andra ändamål.

Vi har tidigare understrukit att det som regel krävs minst ett styrmedel för varje mål. Valet mellan olika styrmedel bör träffas utifrån styrmedlens ändamålsenlighet när det gäller att uppfylla givna mål. Ett styrmedel är effektivt om det har stor effekt på det angivna målet och små oönskade biverkningar.

Bakom vår slutsats i denna del ligger uppfattningen, att energipriserna kan utgöra ett mera effektivt styrmedel när det gäller att hushålla med ekonomins olika knappa resurser än när det gäller att tillgodose andra mål.

Det är härvid inte i första hand begränsningar i energiprisernas förmåga att t. ex. stimulera införandet av nya energikällor eller bidra till regional utjämning som är avgörande. Avgörande är istället de verkningar i form av slöseri och ineffektiv resursanvändning som skulle bli följden om energipriserna utnyttjades som styrmedel för sådana syften. Genom att för dessa utnyttja andra styrmedel (t. ex. stimulans av investeringar i ny energiteknik respektive subvention av lönekostnad inom sysselsättningssvaga regioner) kan vissa eftersträvade effekter uppnås till lägre samhällsekonomiska kostnader än om styrningen skulle ske via energipriserna.

Vi har också jämfört nu rådande energipriser med de som skulle bli resultatet av en tillämpning av den prissättningsprincip som vi förordar, dvs. prissättning enligt kortsiktig marginalkostnad.

Sedan 1978 är högspänningstarifferna, dvs. den totala tariffnivån vid försäljning av *högspänd elkraft*, baserade på råkraftleverantörernas genomsnittliga kostnader. Inom ramen för de fastställda tariffnivåerna har de rörliga avgifterna – priset på energi –, så långt nuvarande utformning av mätarutrustning tillåter, anpassats till de marginella produktionskostnaderna.

På högspänningsnivå består Vattenfalls och flertalet andra kraftföretags

tariff av fyra olika element: fast avgift, abonnemangsavgift, högbelastningsavgift samt energiavgift. På lågspänningsnivå har den fasta avgiften och abonnemangsavgiften slagits samman till en säkringsavgift, medan energiavgiften och högbelastningsavgiften slagits samman till en enda energiavgift.

Vi bedömer att dagens fasta elavgifter, i vart fall vad gäller leveranser av högspänd elenergi, har så begränsade styreffekter att de inte bedöms nämnvärt negativt påverka den eftersträvade effektiviteten i prissättningen. De fasta avgifterna svarar endast för ca tre procent av intäkterna från försäljning av högspänd elenergi.

Vid en strikt prissättning enligt principen om kortsiktig marginalkostnad skulle de rörliga energiavgifterna helst variera kontinuerligt under dygnet och under året alltefter variationerna i den totala belastningen. Så är för närvarande inte fallet. För de tariffer som nu tillämpas har man indelat dygnet och året i ett fåtal perioder. Dessa har valts så att man inom varje period skall få så likartade marginella produktions- och distributionskostnader som möjligt.

Dagens priser på högspänd elenergi är differentierade mellan vinter- och sommarsäsong. Skillnaderna mellan vinter- och sommaravgifterna på energi är dock mindre än differenserna i marginalkostnader mätt med hjälp av samkörningens marginalpris. Energiavgiften sommartid (och särskilt nattetid) överstiger den marginella kostnaden, medan energiavgiften vintertid (och då speciellt dagtid) klart understiger marginalkostnaden. Dessutom varierar samkörningens marginalpris inom sommar- respektive vintersäsongen. En ytterligare differentiering mellan olika perioder under året är därför motiverad. En närmare bedömning av hur stor skillnaden är mellan den kortsiktiga marginalkostnaden och den rörliga avgiften framför allt under vinterperioden försvåras av, att det är oklart vilken roll högbelastningsavgiften spelar för att undvika överbelastning av nätet. Det är därför önskvärt att genom prisexperiment undersöka om enbart ett mera differentierat energipris bör ersätta högbelastningseffektavgiften.

Priset på *lågspänd elenergi* bör svara mot summan av energiavgiften på högspänd elenergi och kostnaden för de ökade förluster som uppkommer vid lågspänningsdistribution samt, eventuellt, en kapacitetskostnad. Lågspänningsabonnenterna har dock via en högre energiavgift också fått bära en något för hög andel av det centrala distributionsnätets kostnader. Energiavgiften synes därför utifrån samhällsekonomisk synpunkt vara något för hög, möjligen med undantag av vinter dagtid då man kan anta att den innehåller en kapacitetskostnad. Variationerna i såväl energipriset på högspänd elenergi som överföringsförlusterna motiverar en tidsdifferentiering av energiavgiften för lågspänningsabonnenter.

Den s. k. självkostnadstaxa som normalt tillämpas vid *fjärrvärmedistribution,* med undantag för ett introduktionsskede när en s. k. alternativtaxa tillämpas, är konstruerad för att så långt möjligt avspegla värmeverkens nuvarande självkostnader och då speciellt sambandet mellan fasta och rörliga kostnader. Taxan består normalt av en fast årlig avgift, uppdelad på en fast och en effektberoende del, samt en indexerad avgift. Taxan är vidare utformad med hänsyn till den grundläggande princip för kommunal taxesättning som innebär att intäkterna skall motsvara självkostnaden. Den rörliga avgiften, energiavgiften, bestäms huvudsakligen av kostnaderna för bränsle inkl. transport, lagring och räntekostnader.

Prissättningen på fjärrvärme avviker för närvarande inte nämnvärt från den kortsiktiga marginalkostnaden mellan olika säsonger. En övergång till eldning med fasta bränslen kan emellertid innebära betydligt större variationer under året. I viss utsträckning kan dessutom kostnadsdifferenser mellan dag och natt råda. Det är alltså här av primärt intresse att åstadkomma en säsongsvarierad prissättning baserad på kortsiktiga marginalkostnader.

Priserna på *olja, kol och andra importerade, icke ledningsbundna energislag* bestäms huvudsakligen av omständigheter över vilka vi i Sverige inte råder. Av den anledningen har vi främst riktat intresset mot de marknadsmässiga förutsättningarna för prisbildningen på de olika produkterna på den svenska marknaden. Detta är den främsta orsaken till att prissättningen på icke ledningsbunden energi behandlats annorlunda än prissättningen på ledningsbunden energi. Framställningen utgör därför närmast en beskrivning av hur marknaden för de icke ledningsbundna energislagen fungerar.

När det gäller priser på *oljeprodukter* föreligger inga mer varaktiga prisskillnader oljeföretagen emellan. De prisskillnader som finns mellan olika kunder beror på leveransläge (orts- och zontillägg) och på leveransstorlek (kvantitetsrabatter). Genom lokal konkurrens kan prisskillnader förekomma på bensin och villaolja.

Kostnadsunderlaget för prissättningen utgörs vid inhemsk raffinering av råoljans anskaffningskostnad, frakt och raffineringskostnader och vid färdigvaruimport av importpriserna för raffinerade produkter. I båda fallen tillkommer omkostnader inkl. distribution.

Råoljeimporten baseras i huvudsak på kontrakt med råoljeproducenter eller med de internationella oljebolagens moderföretag. Importen av färdigprodukter baseras till knappt hälften på spotinköpen. Priserna för dessa följer Rotterdamnoteringarna vilka varierar från dag till dag beroende på tillgång och efterfrågan.

Konkurrensförutsättningarna skiftar på oljemarknadens olika delar. Prissättningen är därför snarare marknads- än självkostnadsanpassad. Detta kan t. ex. få till följd att priset på tjock eldningsolja tidvis kan ligga under priset på kontraktsköpt råolja cif. De lättare destillaten har då fått bära en relativt sett större andel av totalkostnaden. Inom ramen för denna marknadsanpassning för olika destillat är emellertid "totalnivån" kostnadsbaserad.

För de olika destillaten är marknadsbilden i stort följande:

Tillförseln av *motorbensin* kommer till två tredjedelar från svenska raffinaderier, medan spotinköpen uppgår till ca åtta procent av total tillförsel. Resterande del är kontrakterad import. Prissättningen baseras därför till större del än för andra destillat på raffinaderiföretagens kostnader.

Villaoljan (Eo1) kommer till drygt hälften från svenska raffinaderier. Prissättningen på denna är i stort anpassad till raffinaderiföretagens kostnader. Marknaden består av en inlandsdel och en cargodel. Cargomarknaden avser leveranser i båt – hel eller delad last – till större förbrukare som har egen depå i hamn. Priserna på den senare följer nära priserna på spotmarknaden.

Tjock eldningsolja kommer liksom Eo1 till mer än hälften från svenska raffinaderier. Spotandelen av den totala försörjningen av tjocka oljor uppgår till ca 25 procent, i första hand lågsvavlig olja. Cargoköpen svarar för mer än 60 procent av tjockoljemarknaden, dvs. många storförbrukare har möjlighet att direkt eller indirekt styra sina inköp över den öppna internationella

marknaden. Prisförändringar på inlandsmarknaden sker främst vid ändrade råoljepriser, men med anknytning till Rotterdamnoteringarna genom flexibel rabattgivning. Totalt följer marknaden således väl Rotterdamnoteringarna. Ingen prisledare kan urskiljas på någon delmarknad.

En prissättning efter kortsiktig marginalkostnad på oljemarknaderna kommer naturligt att motsvaras av importpriserna – dvs. i stort motsvarande nuvarande prissättningsförhållande.

När det gäller försäljning av och prissättning på *kol, gas, biomassa och torv* för energiändamål kan man f. n. knappast tala om någon etablerad enhetlig marknads- eller prisstruktur i Sverige.

Vår analys av priserna på dessa energiråvaror har varit mer summarisk än för de övriga energiformerna och redovisningen begränsas i stort sett till en beskrivning av gällande förhållanden samt vissa påpekanden.

Kol säljs f. n. huvudsakligen av fristående kolhandelsföretag. Det rör sig emellertid härvid i första hand om kokskol som används inom industrin, främst järn- och stålindustrin, medan handeln med ångkol för energiändamål (förbränning) inte har någon större omfattning. Ångkolspriserna, som än så länge nästan alltid är spotpriser, varierar kraftigt med hänsyn till bl. a. energiinnehåll och utskeppningshamnar.

När det gäller den förväntade framtida utvecklingen av priset på importerad ångkol torde man på längre sikt kunna räkna med att den blir beroende dels av kostnaden för kolbrytning i nyöppnade kolgruvor, dels fraktpriserna. Det är endast ett begränsat antal länder med stora koltillgångar som väntas kunna öka produktionen så att en ökad export möjliggörs under 1980-talet. Av dessa är Polen det land som geografiskt sett ligger närmast Sverige. Större delen av kolet torde dock få hämtas från avlägsna områden främst Australien, västra Kanada och USA.

Under de närmaste åren, innan prisnivån hinner påverkas av brytningskostnaderna i nyöppnade gruvor blir priserna starkt beroende av efterfrågeutvecklingen på den internationella marknaden. Ökar efterfrågan snabbt torde priserna få karaktär av knapphetspriser snarare än kostnadsbaserade priser, vilket kan medföra en snabb prisstegring. Oljeprisutvecklingen sätter dock i princip ett tak på kolpriserna med hänsyn till att en viss skillnad mellan olje- och kolpriset är nödvändig för att göra det ekonomiskt motiverat att satsa på de jämförelsevis kapitalkrävande förbränningsanläggningar som krävs för kol.

I de städer där försäljning av *stadsgas* sker utgör kostnaderna för den råvara som används för gasframställning (lättbensin eller gasol) normalt ca 70 procent av stadsgaspriset. Taxorna för gasleveranser till lägenheter där gasen används för enbart matlagningsändamål är ofta utformade som ackordstaxa eller blocktaxa, vilket innebär att enbart en fast årsavgift, som är beroende av lägenhetsstorleken, tas ut obeoende av hur mycket gas som förbrukas. För övriga abonnenter förekommer olika tariffsystem med det gemensamt att de består av en fast avgift och en förbrukningsavgift, den senare ibland knuten till ett oljeprisindex. Gastaxorna saknar helt anknytning till marginalkostnaderna.

Några principer för prissättning på *biomassa och torv* kan ännu inte sägas ha etablerats i Sverige. Förutsättningarna för prissättning på dessa bränslen skiljer sig i flera avseenden från vad som gäller för de importerade bränslena.

Så har t. ex. dessa inget konstant värmevärde beroende på att såväl vattenhalten på det levererade bränslet som energiinnehållet i torrsubstansen kan variera. Vidare medför den geografiska spridningen av bränsleförekomsterna och de höga transportkostnaderna att det kan tänkas uppstå ett antal separata marknader snarare än en gemensam svensk bränslemarknad. Mot detta talar dock möjligheten att substituera ett fast bränsle mot ett annat samt utveckling av pelleteringstekniker m. m.

I vår uppgift har bl. a. ingått att söka redovisa vilka effekter som skulle kunna uppnås om energipriserna vore annorlunda utformade. Vi har i det föregående redovisat vår principiella inställning till den roll energipriserna bör spela för att bidra till en effektiv hushållning med samhällets olika resurser och vilka restriktioner som därvid föreligger. Vi har också till diskussion tagit upp andra krav som kan ställas på energipriserna, och olika alternativa principer för taxekonstruktioner. Slutsatsen av våra analyser kan sammanfattas som så att ju större avvikelser som finns mellan dagens energipriser och priser som vid varje tillfälle sammanfaller med den samhälleliga kortsiktiga marginalkostnaden för att tillhandahålla energi från befintliga anläggningar, desto sämre blir hushållningen med samhällsresurserna. Desto större är då också anledningen att åstadkomma energipriser som bättre än de nuvarande ansluter till marginalkostnaderna.

Vi har också (i kapitel 5) konstaterat, att de nuvarande marknadsförutsättningarna och prissättningsprinciperna leder till priser som för de viktigare energislagen mer eller mindre väl ansluter till de kortsiktiga marginalkostnaderna. Det är mot denna bakgrund närmast av intresse att klarlägga vilka effekter, positiva och negativa, som skulle bli följden av en mera renodlad tillämpning av kortsiktig marginalkostnadsprissättning. När det gäller elenergi har vi (i kapitel 6) försökt presentera och beskriva effekterna av två alternativ till existerande tariffsystem.

Det ena sättet att prissätta efter marginalkostnaderna är den momentana prissättningen vilken bygger på att konsumenten tillhandahålls en sådan utrustning att han kan avläsa momentana förändringar i marginalkostnaderna. De senaste årens utveckling inom elektrotekniken har ökat möjligheterna att på sikt framställa en elmätare, som till rimligt pris och god teknisk prestanda kan uppfylla sådana krav på ett tariffsystem.

Det andra alternativet är medelst intervallprissättning, dvs. året indelas i ett lämpligt antal tidsintervall och priserna varierar mellan olika intervall men hålls fasta inom varje intervall. Denna prissättningsmetod bygger på att mät- och styrfrågorna klaras med hjälp av något eller några av följande alternativ: existerande enkeltariffmätare i kombination med en mätartillsats (som är under utveckling), existerande dubbeltariffmätare i kombination med flera avläsningar per år eller en utveckling av en elektronisk mätare som också kan användas vid momentan prissättning.

Utomlands finns exempel på att man sökt sätta den samhällsekonomiska effektiviteten främst vid utformningen av priser på energi. Föregångare är här England och Frankrike, där priser efter kortsiktiga marginalkostnader kommit att medföra ett förbättrat resursutnyttjande och ett minskat investeringsbehov. I USA har man under de senaste två à tre åren i många stater haft en snabb anpassning av priset till marginalkostnaderna. Effekterna har framför allt visat sig i form av en utjämning av eluttaget över dygnet

och, om än i mindre utsträckning, över säsongerna. En förutsättning för en marginalkostnadsprissättning i USA har dock varit att man förhindrat att energiproducenter och energidistributörer erhållit en för hög avkastning och samtidigt garanterat att den inte blivit för låg. Detta har skett dels genom att reglera de fasta avgifterna, dels genom att införa progressiva blocktariffer.

För att en mera renodlad marginalkostnadsprissättning verkligen skall leda till en bättre hushållning med de befintliga resurserna krävs att konsumenterna är priskänsliga och anpassar sin efterfrågan till de ökade prisvariationer som då skulle bli fallet. Jämfört med nuläget skulle energipriserna bli högre under dagtid och lägre under nattid samt högre under vintertid och lägre under sommartid. Hur ofta priserna ändras och hur stora variationerna blir skulle till en början bero av hur pass nära den perfekta marginalkostnadsprissättningen (dvs. en momentan överenstämmelse mellan kortsiktig marginalkostnad och energipris) man vill eller kan komma. Som framgår av kapitel 5 och kapitel 6 är variationerna i t. ex. månadsmedelvärden för marginalkostnaderna betydligt lägre än variationerna i marginalkostnad mellan kortare tidsintervall. Om sedan konsumenterna reagerar på prisvariationerna på avsett sätt, dvs. så att en del av energiförbrukningen flyttas från högbelastningstid till lågbelastningstid både på dygnsbasis och årsbasis, kommer så småningom prisvariationerna att minska. För att uppnå denna effekt av en mera renodlad marginalkostnadsprissättning är det nödvändigt att energikonsumenterna dels lär sig energiprisernas variationsmönster, dels har möjligheter att anpassa sin efterfrågan till dessa. Härvidlag torde förutsättningarna skilja sig kraftigt åt mellan å ena sidan industriella och andra storförbrukare av energi och å andra sidan småförbrukarna, främst de enskilda hushållen. När det gäller konsumenternas kunskaper om förväntade prisvariationer torde man kunna räkna med att storförbrukarna genom eget intresse och egna initiativ kommer att hålla sig välinformerade. För hushållssektorn kan man inte vara lika säker på detta med mindre än att särskilda informationsinsatser av lämpligt slag genomförs.

När det sedan gäller möjligheterna att anpassa energiuttaget efter de kostnadsbaserade variationerna i energipriserna och attityderna till en sådan anpassning kan förutsättningarna skilja sig åt mellan olika typer av energikonsumenter. För t. ex. en elintensiv industri skulle produktionskostnaderna kunna minskas påtagligt om det vore möjligt att anpassa produktionen så att elförbrukningen försköts från vintersäsong till sommarsäsong och från dagtid till nattid. En sådan omfördelning torde emellertid också medföra betydande förändringar för de anställda i form av t. ex. ökat skiftarbete och ändrad semestertid. För hushållsabonnenter finns det givetvis vissa möjligheter att t. ex. lägga sig vinn om att använda vissa hushållsmaskiner såsom tvättmaskin och diskmaskin endast under lågbelastningstid när elenergin är billig. För en elvärmeabonnent torde en viss förskjutning av eluttaget kunna ske genom dygnsackumulering av värme. Empiriska erfarenheter ger dock inget entydigt belägg för att hushållen skulle vara mindre priskänsliga än företagen.

Konsumentens reaktion på ett förändrat prissystem är således en central fråga. Vid en otillräcklig vilja eller förmåga till anpassning till varierande priser kan resultatet bli att konsumentens kostnader ökar. Då uppnås heller inte de samhällsekonomiska vinsterna. En framkomlig väg kan därför vara

ökade möjligheter till tidsdifferentierade energipriser enbart för de konsumenter som så önskar.

För att de möjliga effektivitetsvinsterna av en mera renodlad marginalkostnadsprissättning skall realiseras krävs således att energianvändningsmönstret förändras i betydande utsträckning. Av de exempel på anpassningsåtgärder som vi här har anfört framgår att de kräver ett betydande engagemang från energikonsumenterna och medför också olika uppoffringar som inte kan negligeras. Allt detta kan givetvis påverka attityderna till en mera långtgående anpassning av energipriserna till marginalkostnaderna. Vid en mera ytlig betraktelse kommer knappast en prisreform som innebär att energipriserna höjs under den tid som energin bäst behövs och sänks under den tid som den minst behövs att framstå som konsumentvänlig.

Slutsatsen av denna diskussion är att den samhällsekonomiska värderingen av en prisreform som innebär en mera renodlad tillämpning av marginalkostnadsprissättning inte får begränsas till de effektivitetsvinster som därmed kan vinnas inom energiproduktion och energianvändning. Andra viktiga element är det ökade engagemang och de uppoffringar som krävs från konsumenternas sida för att effektivitetsvinsterna skall realiseras. Även dessa begrepp står för samhällsekonomiskt relevanta kostnadsposter som måste beaktas i en övergripande värdering.

De samhällsekonomiska förlusterna av att vi inte fullt ut tillämpar priser efter kortsiktiga marginalkostnader är svåra att kvantifiera. En ofullständig prisbildning på elenergi och fjärrvärme kan på kort sikt leda till att konsumenterna styrs till en hög förbrukning under de tider när energiproduktionen är dyrbar. Härigenom kan kostnaderna för att producera och distribuera energin bli högre än vad de skulle blivit vid en jämnare förbrukning. Mot de besparingar som på detta sätt kan uppnås skall emellertid ställas de kostnader som uppstår hos konsumenterna för att anpassa sin energiförbrukning till varierande energipriser. De samhällsekonomiska totalkostnaderna för en bristande styrning av energiförbrukningen är därför svåra att bedöma men torde årligen kunna uppgå till belopp av inte obetydlig storlek. På längre sikt kan avvikelser mellan priser och samhällsekonomiska kostnader leda till onödiga investeringar hos producenter, distributörer och konsumenter. För låga priser i förhållande till produktionskostnaderna leder till hög förbrukning med påföljd att producenter och distributörer investerar i och bygger upp en produktionsapparat med onödigt stor kapacitet. Höga priser kan däremot leda till att konsumenterna onödigtvis anskaffar utrustning för att spara elenergi eller fjärrvärme. Emellertid skulle ett flexibelt tariffsystem kunna stimulera konsumenten till installationer för alternativ uppvärmning vilket skulle få som sekundär effekt att sårbarheten vid leveransstörningar minskades.

En mera renodlad marginalkostnadsprissättning torde ha vissa effekter på inkomst- och förmögenhetsfördelningen. Bland konsumenterna kommer de som har möjlighet att överföra en del av sin energikonsumtion från högbelastningstid till lågbelastningstid att gynnas jämfört med dem som saknar sådana anpassningsmöjligheter. Sådana konsumentgrupper som har sitt energiuttag koncentrerat till högbelastningstid och som saknar anpassningsmöjligheter blir de som missgynnas mest av denna omfördelning. Det bör i detta sammanhang emellertid också erinras om att konsumenternas utgifter sammantaget bör minska till följd av att de befintliga energipro-

duktionsresurserna blir bättre utnyttjade så att de anläggningar som har höga marginalkostnader inte behöver utnyttjas lika mycket som med nuvarande energipriser. Om ändrade tariffer ändå skulle medföra att någon eller några konsumentgrupper drabbas av kostnadsökningar som bedöms som oacceptabla saknas inte möjligheter att lösa sådana problem genom utnyttjande av på lämpligt sätt utformade flerdelade tariffer (jfr kapitel 6).

Bland producenterna, närmast kraftföretagen, skulle ändrade tariffer också kunna medföra inkomstomfördelningar. Det är emellertid inte helt enkelt att på förhand ange vilka som skulle gynnas respektive missgynnas av ett införande av mer marginalkostnadstrogna priser. Av stor betydelse för hur omfördelningen faller ut är i vilken riktning konkurrensförutsättningarna förskjuts mellan det prisledande kraftföretaget, Vattenfall, och övriga kraftföretag. Om möjligheterna till ett effektivare resursutnyttjande är större inom Vattenfalls produktionssystem än hos de övriga kraftföretagen kommer överskotten inom den privata kraftindustrin rimligen att pressas ned medan resultatet blir det motsatta om effektiviseringsmöjligheterna är störst inom den privata kraftindustrin.

Den allmänna prisutvecklingen är starkt beroende av hur energipriserna utvecklas. Marginalkostnadstrogna priser skulle fluktuera kraftigare under olika tider av dygnet och året men på kort sikt knappast påverka den allmänna prisutvecklingen annorlunda än dagens energipriser. På något längre sikt, när energikonsumenterna har hunnit att anpassa sig till marginalkostnadernas variationer, borde det bättre utnyttjandet av energiproduktionsresurserna och därav följande besparingar medföra en långsammare prisökningstakt.

Vi har hittills beskrivit de olika slag av effekter som skulle bli följden av en mera renodlad tillämpning av marginalkostnadsprissättning. Vi kommer så till frågan om hur pass angeläget det vore att införa en sådan prissättning och hur ett fortsatt arbete i denna riktning i så fall bör ske.

Innan vi försöker besvara denna fråga bör den sättas in i sitt institutionella sammanhang. Köp och försäljning av energi sker i Sverige f. n. under i princip fria marknadsförhållanden. Att det på marknaderna för ledningsbunden energi förekommer mer eller mindre utpräglade monopolinslag och att den prisledande kraftproducenten är ett statligt affärsverk ändrar inte på detta grundläggande förhållande. Av detta följer att de på respektive marknad verksamma företagen har full frihet att inom de ramar som marknadsförutsättningarna ger,utforma priser och tariffer enligt eget gottfinnande. Inom denna institutionella ram begränsas statens möjligheter att påverka prissättningen till vad som kan nås genom överenskommelse på frivillig väg med de olika energiföretagen och deras branschorgan. Beträffande priserna på elenergi, tillkommer möjligheten att systematiskt utnyttja Vattenfalls prisledande roll för att påverka tariffstrukturen i av staten önskad riktning. När det gäller prisbildningen på fjärrvärmeleveranser är statens möjligheter till direkt påverkan mindre. De flesta fjärrvärmeföretagen är kontrollerade av de kommuner i vilka de verkar. Om det från kommunal synpunkt bedöms angeläget går det således att ändra principerna för prissättning på fjärrvärme.

Skulle statsmakterna finna skäl att utöka sitt inflytande över energiprissättningen utöver vad som kan ske genom att statsmakterna på frivillig

väg stimulerar en viss utveckling eller träffar överenskommelser med energiföretag och kommuner torde det behövas särskild lagstiftning eller andra former av styrmedel. Därigenom skulle den nuvarande marknadsstyrda prisbildningen mer eller mindre komma att förändras och avskaffas.

För att statsmakterna skulle ha anledning överväga detta alternativ med de följder det skulle innebära, skulle enligt vår mening den nuvarande prisbildningen behöva vara helt felaktig och dess konsekvenser omöjliga att undanröja inom rådande institutionella förhållanden. Vi har inte kunnat finna några skäl för att närmare överväga åtgärder av detta slag.

När vi diskuterar frågan om vilka förändringar i prissättningen på energi av olika slag som vi finner önskvärda gör vi det således med utgångspunkt från de marknadsförhållanden och institutionella villkor som f. n. råder. Håller vi oss till de tre viktigaste energislagen kan det då inledningsvis konstateras att priserna på olika oljeprodukter i Sverige bildas under villkor som präglas av konkurrens mellan oljebolag av olika slag. Givet att vi saknar möjligheter att påverka importpriserna leder detta till konsumentpriser som ansluter förhållandevis väl till de kortsiktiga marginalkostnaderna. En viktig reservation beträffande dessa priser är dock att vi inte inkluderar de externa kostnader som är förknippade med oljeanvändningen. Dessa består av såväl miljökostnader som den riskkostnad som är betingad av risken för drastiska störningar i oljeleveranserna (jfr avsnitt 4.8). För att få samhällsekonomiskt korrekta priser på oljeprodukterna utgör dessa externa kostnader motiv för oljeskatt.

När det gäller priset på fjärrvärmeleveranser har vi konstaterat att dessa inte följer marginalkostnadernas variationer under dygnet och året. I ett fjärrvärmesystem där enbart olja används är kostnadsvariationerna måttliga och effektivitetsförlusterna till följd av de odifferentierade energipriserna tämligen begränsade. För fjärrvärmesystem som är baserade på flera olika bränslen ökar kostnadsvariationen och därmed motiven för att införa differentierade energiavgifter.

När det gäller elenergi har vi kunnat konstatera att energipriset varierar mellan olika tider på dygnet och under olika delar av året i mindre utsträckning än produktionskostnaderna. Bristerna i överensstämmelse uppstår redan i högspänningstarifferna och förstoras därefter ytterligare när olika tariffelement slås samman i de förenklade lågspänningstarifferna.

Vår genomgång av erfarenheter från andra länder i vilka marginalkostnadsprissättningen har tillämpats en längre tid och de bedömningar som i övrigt kan göras tyder på att en betydande samhällsekonomisk vinst skulle kunna uppnås om energipriserna, främst på el, anpassades bättre till marginalkostnadernas variationer under året och dygnet. Med en sådan utveckling skulle emellertid också vissa samhällsekonomiska kostnadsposter vara förknippade. Till de viktigaste av dessa hör kostnaderna för en mera avancerad mät- och debiteringsutrustning än den som f. n. används och de ökade krav som i olika avseenden skulle ställas på konsumenterna för att vinsterna av marginalkostnadsprissättningen skulle infrias.

Det har inte varit möjligt att i denna utredning kvantifiera de samhällsekonomiska intäkter och kostnader som är förknippade med en övergång till en längre driven marginalkostnadsprissättning. Överslagsberäkningar tyder dock på att de årliga intäkterna kan uppgå till belopp av betydande

storlek. Vi anser det mot denna bakgrund vara väl motiverat att närmare studera fördelar och nackdelar av en utveckling i denna riktning och därvid inte minst överväga konsumenternas attityder till en marginalkostnadstrogen prissättning.

Bland elproducenter och eldistributionsföretag liksom hos fjärrvärmeföretag finns ett intresse att göra tarifferna mera kostnadstrogna varvid också marginalkostnadstänkandet synes bli alltmera accepterat. Således har de förändringar som har skett i högspänningstarifferna under senare år inneburit en ökad, om än otillräcklig, differentiering av energiavgiften med utgångspunkt från marginalkostnadernas variationer. Inom svenska elverksföreningen pågår utredningsarbete i liknande syfte vad beträffar lågspänningstarifferna och försök planeras också med mätarutrustning som är nödvändig för att tillämpa en mera renodlad marginalkostnadsprissättning. Svenska värmeverksföreningens förslag till nya tariffer präglas också av strävan att nå överensstämmelse mellan de kortsiktiga marginalkostnaderna och energipriserna i fjärrvärmetaxan.

Övervägande skäl talar för att samhällsekonomiska vinster kan göras om kortsiktiga marginalkostnader i ökad utsträckning får styra prissättningen på energi.

Summary and Conclusions

In the committee's terms of reference it was stated that our analysis and report is to be aimed at providing a basis for judging whether economic or energy policy advantages might be achieved if tariffs and prices were formulated differently than they are today. Consequently, one desire was that we should insofar as possible, report the results of our analyses and deliberations in the form of easily understandable comparisons between current energy prices and energy prices based on principles which might conceivably represent alternatives to those applied at present.

After having described in Chapters 2 and 3 how energy-prices are determined in Sweden and in certain other countries, we devote Chapter 4 to an analysis of the theoretical foundations for energy pricing. In that chapter, we also describe the different effects, positive and negative, which hypothetically might arise in the application of different principles for energy pricing. On the one hand, we discuss the more traditional, cost-related pricing principles such as pricing according to average costs, pricing based on short-run marginal costs and long-run marginal costs and, on the other hand, a number of other principles for energy pricing policy. These latter principles include the requirements that the prices should stimulate energy conservation and an introduction of new sources of energy, contribute to a balanced regional development, have an influence on the distribution of income and wealth between energy producers and energy consumers, etc. We have also analyzed the impact of financial constraints for energy producers. Such constraints can usually be seen as a demand for self-financing of new investments and for covering costs including a certain return on the capital invested.

One central assumption for our analysis of various pricing principles is the notion that the most important task of prices should be to contribute to the efficient use of society's resources. These resources include not only energy in various forms, but also labor, real capital (e. g. equipment, buildings and means of transportation), and raw materials. Since there is no surplus of any of these resources, efficient use of all of them must be regarded as necessary. Efficient use of resources is achieved if we are able, within given standard requirements, to find the balance between the required amounts of labor capital, energy and raw materials which leads to the lowest possible cost for the total volume of resources used. The question is thus how to optimize the simultaneous utilization of different resources, not how to minimize the use of a single resource. For instance, if we were

to strive to unilaterally minimize the use of energy in a particular activity, this would mean that too much of the other resources were used, and on the whole it would result in a waste of scarce resources in society. It is only when we have a surplus of all other resources in the economy that a minimization of energy use would at the same time be an efficient use of resources.

How, then, is the determination of prices affected by this requirement of efficient use of resources? It might be said that the primary task of prices is to transmit information to buyers and sellers of various resources, goods and services. The households and companies which act as buyers should be able to use prices to obtain correct information on the cost, i. e. the amount of different scarce resources required, in order to provide a particular commodity or service. For the person providing or selling a product, the price on the market yields information about the buyer's willingness to pay, i. e. about how the buyer values the product. In addition to the function of transmitting this information, prices should also lead to a balance between supply and demand so that allocation mechanisms such as queues and rationing normally can be avoided.

Hence, one of the requirements that has to be met by prices is that they transmit correct information on costs. The point at issue here is the cost of utilizing resources which have an alternative use in the economy. This is a forward-looking cost concept which is directly linked to the requirement for efficient use of society's resources. The economic cost to society of consuming one unit more of a product is equal to the savings which would arise for society if this unit did not have to be produced. This cost concept has nothing to do with the "historical" costs of an activity, for instance, the cost of previous investments. From the standpoint of the society, these costs – which now are essentially to be regarded as book-keeping costs – arose when the investment was made. It was at that point that scarce resources in the form of labor, capital, energy and raw materials were used. Regardless of whether the investment is used or not, we cannot get these resources back. Therefore, they should not be taken into consideration in a cost concept which aims at the optimal use of current and future scarce resources.

If the price of consuming one additional unit of a product, e. g. one kWh of electrial energy or one kWh of energy from a district heating plant, is less than the value of the resources which have to be used to provide that additional unit of the product, then this will lead to inefficient use of the resources which have to be used to produce electrical energy of hot water for district heating. Thus in principle prices should never fall below the variable production costs. On the other hand, it may in certain situations be compatible with efficient use of resources to set the price higher than the variable production costs. This is due to one of the other requirements which has to be placed on efficient prices; that they should result in an equilibrium between supply and demand. If a price based on the variable production costs results in a demand larger than can be satisfied within the available production capacity, then, if queue systems, rationing or other forms of administrative regulation are to be avoided, prices will have to be raised to a level of equilibrium. In such situations, the price must therefore

include both a variable production cost and a capacity cost (scarcity pricing) in order to achieve the required efficiency in the use of resources.

From the preceding discussion on how prices are to be determined in order to contribute to an efficient use of scarce resources in society, it follows that in principle we recommend that the price of energy should be determined on the basis of short-run marginal cost. In other words, the price of energy should be equal to the cost to society of producing one additional unit, e. g. one kWh, within the scope of existing capacity at any given time.

Prices based on short-run marginal cost can, for the individual energy company, lead to both large surpluses in some years and large deficits in other. One question which arises – partly for this reason – when marginal cost pricing is recommended, is how to make it possible to meet financial requirements imposed by business firms. By "financial requirements", we are referring to the return on invested capital which is required in order to ensure the supply of capital in the energy sector in the long-run. The fact that we recommend marginal cost pricing is due to our conviction that it is possible to charge, in addition to the variable prices of line-bound energy, fixed charges which would make it possible to meet reasonable requirements of return and financing. In this way, a pricing based on short-run marginal costs does not have to conflict with the interest of the energy companies in obtaining a return on their invested capital. However, it is crucial that such fixed charges should not to any appreciable extent become the determining factor in energy use. The result in the form of efficient use of resources which is the aim of marginal cost pricing must not be distorted.

Fixed charges influence both energy consumers and energy producers in their willingness to invest. Consequently, such charges are of significance for the long-term structural development of the energy sector.

For the real estate proprietor who is about to choose a form of heating for a planned new building, or for the industrial company which is going to choose between oil, coal or electricity-based process heat for a new factory, future fees are not fixed once and for all at the time the decision is taken. In such a situation of decision-making, it is the anticipated future tariff level, i. e. the combination of fixed and variable charges for each type of energy, which is decisive.

The same thing also applies in decisions on new energy production facilities. For the energy producer, the relevant question is whether or not the willingness to pay for the energy which can be delivered from a new facility is sufficient to cover both the investment costs and the variable operation costs for the facility.

It might be objected that this discussion relates to an investment problem rather than a pricing problem and thus falls outside the mandate for this commission. In practice, however, there is an unavoidable mutual dependence between investment behavior, on the one hand, and tariff structure and tariff levels, on the other. This inter-dependence is expressed, for example, in the fact that forecasts of future willingness to pay and price trends are generally based on the demand which can be observed at the time the forecast is made. This demand is in turn dependent upon the development of tariff levels, that is, on the development of both fixed and variable

charges. Further, the fixed charges are important for the profitability and debt-equity ratios of energy companies and thus for their ability to finance further investments. This in turn influences the return requirements which are placed on a potential investment.

The effects of the link between tariff level and structural development are difficult to analyze in detail, and we have not found it possible to do so within the scope of this investigation. Hence, we are also unable to give a definitive answer to the question of whether or not the fixed charges which are currently charged in connection with the delivery of line-bound energy will influence the long-run structural development in an efficient manner from the standpoint of society. Therefore, there may, in our opinion, be grounds for a further analysis of these issues in the appropriate context.

In the course of the debate on energy policy, many other requirements have been placed on energy prices in addition to that they should lead to an efficient use of resources. These other requirements include, e. g. stipulations that energy prices should stimulate energy conservation, favor the introduction of renewable energy sources, promote regional balance or influence income and wealth distribution in a particular way. Therefore we pose the question to what extent these requirements would be met if energy prices are based on short-run marginal cost.

We would then like to call attention to the basic rule which states that in general, there should be as many policy instruments as there are objectives.

Only in exceptional cases one instrument can satisfy at the same time more than one objective. Consequently, it should not be expected that energy prices will be able to fulfill many different objectives. For this reason, it would be desirable for government to state which function should be the primary one for energy prices. As is evident from the foregoing discussion, the committee is of the view that the efficient use of various scarce resources should be the decisive factor in the selection of a pricing principle. This standpoint involves relinquishing any expectations that energy prices might serve as a policy instrument for other purposes.

We emphasized earlier that generally each objective requires its own instrument. The choice between the instruments should be made on the basis of the efficiency in achieving given objectives. An instrument is efficient if it has a substantial effect on the stated objective and small undesirable side-effects.

Our conslusion in this section is based on the belief that energy prices can constitute a more efficient instrument with respect to the efficient use of the various scare resources in society than with respect to the satisfaction of other objectives.

Against this background, the decisive element is not limitations in the ability of energy prices to stimulate the introduction of new energy sources or to contribute to regional balance. Rather, the decisive factor is the effects in the form of an inefficient use of resources which would be the result if energy prices were used as an instrument for such purposes. By using other instruments (e. g. stimulation of investment in new energy technologies or subsidies to wage costs in regions with a high unemployment), it is possible to achieve certain desired effects at a lower economic cost than if control had been exercised by means of energy prices.

We have compared current energy prices with those which would have been the result of an application of the pricing principle we recommend, that is, pricing based on short-run marginal cost.

Since 1978 high-voltage tariffs – i. e. the total tariff level for sales of *high-voltage electric power* – have been based on the average costs incurred by bulk power suppliers. Within the scope of the established tariff levels, the variable charges – the price of energy – have been adjusted to the marginal production costs to the extent permitted by the current design of metering equipment.

On the high-voltage level, the tariffs applied by the Swedish State Power Board (Vattenfall) and most other power companies consist of four components: fixed charge, subscription charge, peak-load demand charge and energy charge. On the low-voltage level, the fixed charge and subscription charge have been consolidated into a fuse charge, while the energy charge and peak-load demand charge have been combined into a single energy charge.

Our judgement is that today's fixed charges, at least as far as deliveries of high-voltage electric power are concerned, have a negligible impact on the desired efficiency of pricing. The fixed charges account for only around three percent of revenues from sales of high-voltage electric power.

In a pricing system strictly based on the principle of short-run marginal cost, the variable energy charges should vary continuously over the course of a 24-hour day and over the course of the year, depending on the variations in the total load. This is not the case at present. The tariffs which are applied at present are based on a division of the day and the year into a small number of periods. These periods have been chosen so that marginal production cost is well approximated by the tariff of each period.

Current prices for high-voltage electric power are differentiated between winter and summer seasons. The differences between winter and summer charges for energy are, however, less than the differences in marginal running costs. The energy charge in the summer (and especially at night) exceeds the marginal cost, while the energy charge in the winter (and especially during the daytime) falls far short of the marginal cost. In addition, the marginal price of current operation varies within each season. Consequently, a further differentiation between the various periods of the year is motivated. A more precise evaluation of the difference between the short-run marginal cost and the variable charge is hindered by the fact that it is uncertain how efficient the peak-load capacity charge is in preventing overloads of the grid. It would thus be desirable to conduct price experiments to determine whether a more differentiated energy price should replace the peak-load capacity charge.

The price for *low-voltage electric power* should be equal to the sum of the energy charge for high-voltage electric power and the cost of the increased losses which arise in low-voltage distribution, plus a possible additional capacity cost. However, owing to their higher energy charges, low-voltage capacity cost. However, owing to their higher energy charges, to some extent low-voltage customers have also had to bear a disproportionately high therefore, the energy charge would appear to be somewhat too high, possibly with the exception of winter daytime hours when it can be assumed to

include a capacity cost. The variations in both the energy price of high-voltage electric power and transmission losses motivate at time-differentiation of the energy charge for low-voltage customers.

The so-called average cost pricing which is normally applied in the distribution of *district heating,* with the exception of an introductory phase in which a so-called alternative cost rate is applied, is constructed in order to reflect the production running costs of the heating plants insofar as possible, with particular regard for the relationship between fixed and variable costs. The price normally consists of a fixed annual charge, broken down into a fixed part and a power capacity-dependent part, plus an indexed charge. The rates are further designed to take into account the fundamental principle for determination of municipal rates, i. e. that revenues should be equal to production costs. The variable charge, the energy charge, is determined mainly by the costs of fuel, including transport, storage and interest costs.

The pricing of district heating does not at present deviate appreciably from the short-run marginal cost from one season to another. A shift to the use of solid fuels may, however, involve considerably greater variations during the year. To some extent there may also be a difference in costs between daytime and nighttime. In other words, a primary task in this case is to achieve seasonally varied pricing based on short-run marginal costs.

The prices of *oil, coal and other imported, non-line-bound types of energy* are determined mainly by circumstances over which we in Sweden have no control. For this reason, we have concentrated our attention on the market conditions for pricing of the various products on the Swedish market. This is the main reason why pricing of non-line-bound energy has been dealt with differently than the pricing of line-bound energy. The presentation is thus primarily a description of how the markets for the non-line-bound forms of energy works.

As regards prices of *petroleum products,* there are no really lasting differences in price among the oil companies. The price differences which do exist from one customer to another are due to delivery location (city and zone surcharges) and on the volume of delivery (quantity discounts). Owing to local competition, there may be price differences on gasoline and oil for residental heating.

The original cost basis of the pricing of petroleum products consists in domestic refining of the purchase cost of the crude oil, of freighs and refining costs, and for imported finished products, of the import prices for refined products. Overhead expenses, including those for distribution, must be added in both cases.

Crude oil imports are based mainly on contracts with crude oil producers or with the parent companies of the multinational oil corporations. A little less than half of the imports of finished products are based on purchases on the spot market. The prices for such purchases follow the Rotterdam quotations, which vary from day to day depending on supply and demand.

The competitive situation varies from one part of the oil market to another, and as a result, pricing tends to be adapted more to the market than to

the cost of production. This circumstance may, for instance, lead to a situation in which the price of industrial fuel oil falls temporarily below that of crude oil purchased on contract CIF. In such a case, the lighter distillates have had to bear a relatively larger share of the total cost. Within the overall scope of this market adaptation for various distillates, however, the "total level" is based on cost.

The market picture for the different distillates is basically as follows:

Two-thirds of the supply of *gasoline* comes from Swedish refineries, while spot purchases amount to approximately eight per cent of total supply. The remaining portion consists of contracted imports. Hence, pricing is to a greater extent than for other distillates based on the costs of the refinery companies.

Slightly more than half of *oil for residential heating* comes from Swedish refineries. The pricing of this oil is largely adapted to the costs of the refinery companies. The market consist of an inland sector and a cargo sector. The cargo market includes deliveries by ship – whole or divided cargo – to major consumers who have their own depots in the port of delivery. The prices on this market closely follow the prices on the spot market.

Like heating oil, more than half of *industrial fuel oil* comes from Swedish refineries. Around 25 per cent – mainly low-sulfur varieties – of the total supply of fuel oil comes from the spot market. Cargo purchases account for more than 60 per cent of the fuel oil market; in other words, many large consumers have the possibility of directly or indirectly guiding their purchases via the open international market. Price changes on the inland market occur primarily in connection with changes in crude oil prices, but with a link to the Rotterdam quotations by means of flexible discounting. Overall, then, the market tends to follow the Rotterdam prices fairly closely. No price leader can be distinguished on any particular sector of the market.

Of course pricing on the oil markets on the basis of short-run marginal cost will be equal to the import prices – i. e. essentially the same kind of princing procedure as exists at present.

As regards sales and pricing of *coal, gas, biomass and peat* for energy purposes, we can scarcely speak of any established uniform market and price structure in Sweden.

Our analysis of prices on these primary energy resources has been less elaborated than for the other energy forms, and our account is largely limited to a description of prevailing circumstances plus certain other observations.

Coal is currently sold mainly by independent coal trading companies. However, the market in coal is largely concentrated to coking coal used in industry, primarily the iron and steel industry, while trade in steam coals for energy purposes (combustion) is relatively small. Steam coal prices, which hitherto have amost always been spot prices, vary widely depending on such factors as energy content and port of shipment.

As regards the anticipated future development of the price of imported steam coals, it is likely that the price will in the long term come to depend on the cost of mining coal in newly opened coal mines, on the one hand, and on freight rates, on the other. The are only a limited number of countries with large coal deposits which are expected to be able to increase their

output so as to make possible increased exports during the 1980s. Of these countries, Poland is the one which geographically is situated closest to Sweden. However, it is more probable that the bulk of Sweden's coal will have to be taken from distant regions such as Australia, western Canada and the United States.

During the years immediately ahead, before price levels begin to be influenced by the mining costs in newly opened mines, prices will be strongly dependent upon the development of demand on the international market. If demand increases rapidly, prices may well take on the character of scarcity prices rather than cost-based prices, a situation which may lead to a rapid rise in prices. In principle, however, oil prices impose a ceiling on coal prices since a certain discrepancy between oil and coal prices is necessary in order to provide the economic motivation to invest in the relatively capital-intensive combustion plants required for coal.

In cities where *city* gas is sold, the costs of the raw material used for gas production (light gasoline or commercial butane) normally constitute around 70 per cent of the price of city gas. The rates for gas deliveries to apartments in which the gas is used solely for cooking purposes are often designed as unit rates or blok rates; in other words, only a fixed annual fee, based on the size of the apartment, is charged regardless of how much gas is consumed. For other subscribers, there are different tariff systems, all of which consist of a fixed charge and a consumption charge, with the later sometimes linked to an oil price index. Gas rates are completely independent of marginal costs.

No principles for pricing of *biomass and peat* can yet be said to have been established in Sweden. The preconditions for pricing of these fuels differ in several respects from those that apply to imported fuels. For instance, biomass and peat lack constant heat value, since both the water content of the fuel supplied and the energy content of the dry substance may vary. Furthermore, owing to the geographical distribution of the fuel sources and the high transportation costs, it is conceivable that a number of separate markets might arise rather than one single Swedish fuel market. However, a trend in this direction might be offset by the possibility of substituting one solid fuel for another as well as the development of pelletizing techniques, etc.

Part of our task has been to attempt to illustrate the effects that might be achieved if energy prices were designed differently than at present. In the preceding paragraphs, we have reported our basic view of the role that energy prices should play in order to contribute to an efficient use of society's different resources and the restrictions that exist in this respect. We have also discussed other requirements that can be placed on energy prices and various alternative principles for designing prices. The conclusion of our analyses may be summarized in the thesis that the greater the deviation between today's energy prices and the prices which at each moment coincide with the social short-run marginal cost of providing energy from existing facilities, the less efficient is the use of society's resources.

We have also established (in Chapter 5) the fact that current market conditions and pricing principles result in prices which, for the most im-

portant types of energy, represent a relatively good approximation of short-run marginal costs. Given this background, perhaps the next relevant task is to state the effects, positive and negative, which would result from an even stricter application of short-run marginal cost pricing. As far as electric power is concerned, we have attempted to present and describe the effects of two alternatives to existing tariff systems.

The first method of pricing based on marginal costs is instantaneous pricing, which requires that the consumer be provided with equipment allowing him to read instantaneous changes in marginal costs. Recent years' development in electrical engineering has increased the possibilities of eventually producing an electricity meter which can, at a reasonable price and with good technical performance, fulfill such requirements on a tariff system.

There have been examples of other countries which have attempted to give priority to economic efficiency when formulating the prices of energy. The pioneers in this area are England and France, where prices based on short-run marginal costs have led to improved utilization of resources and reduced investment needs. During the past two to three years, many states in the United States have rapidly adapted prices to marginal costs. The principal effects of such measures have been a more even distribution of electricity use over the day and, albeit to a lesser extent, over the seasons. One of the preconditions for marginal cost pricing in the United States, however, has been the practice of preventing energy producers and distributors from receiving too high a yield, while at the same time guaranteeing that it does not fall too low. This has been achieved by (1) regulating the fixed charges and (2) introducing progressive block tariffs.

If a stricter application of marginal cost pricing is aimed at resulting in a more efficient use of existing resources, consumers must be price-sensitive and must adapt their demand to the increased price variations which would then be the case. Compared with the present situation, energy prices would be higher during the daytime and lower at night, as well as higher in the winter and lower in summer. The frequency of price changes and the size of the variations would initially depend on how exactly one desires, or is able, to approach a "perfect" marginal cost pricing (i. e. an instantaneous agreement between short-run marginal cost and energy price). As may be seen from Chapter 5 and Chapter 6, the variations in, e. g., monthly averages for marginal costs are considerably less than the variations in marginal costs between shorter intervals. If the consumers then react to the price variations in the manner intended – i. e., so that a position of their energy consumption is shifted from peak to off-peak periods, both on a daily basis and a yearly basis, then the price variations will gradually be reduced. In order to achieve this effect of a stricter marginal cost pricing, consumers will, on the one hand, have to learn the variation patterns of energy prices and, on the other hand, they must have the possibility of adapting their demand to those patterns. In this respect, there will undoubtedly be a large discrepancy between industrial and other large-scale energy consumers, on the one hand, and small-scale consumers such as private households, on the other. As far as the consumers' knowledge of anticipated price variations is concerned, it may be assumed that the large-scale consumers will keep themselves

weil-informed as a matter of their own interest and at their own initiative. For the household sector, this is more uncertain, undless special information campaigns of the appropriate kind are carried out.

As regards the possibilities of adapting energy use to the cost-based variations in energy prices and attitudes to such an adaptation, the situation may differ depending on the type of energy consumer involved. For an electricity-intensive industry, for instance, production costs could be reduced considerably if it were possible to adapt production so that electricity consumption would be shifted from the winter season to the summer season and from daytime to nighttime. However, such a redistribution would, undoubtedly also result in substantial changes for the employees in the form of, e. ., increased shift work and changes in vacation periods. For household subscribers there are of course certain possibilities to, for instance, take pains to use certain household appliances such as washing machines and dishwashers only during off-peak periods when electricity is cheap. For an electric heating customer, it should be possible to shift the use of electricity by means of accumulation of heat over the 24-hour day. However, empirical studies provide no firm evidence that households are less price-sensitive than companies.

The consumer's reaction to an altered price system is thus a central issue. If the consumer's willingness or ability to adapt to varying prices is insufficient, the result can be that the consumer's costs will increase. In such a case, there are no gains to be obtained by society. One feasible approach might therefore be to increase the possibilities of time-differentiated energy charges only for those consumers who so desire.

If the potential gains in efficiency from a stricter marginal cost pricing are to be translated into reality, the energy use pattern will have to be changed to a considerable extent. The examples of adaptation measures which we have presented here demonstrate that they require substantial commitment on the part of the energy consumer and also lead to various sacrifices which cannot be ignored. All this can of course influence attitudes towards a more far-reaching adaptation of energy prices to marginal costs. Viewed superficially, a price reform which calls for energy charges to be raised during periods when the energy is most needed and reduced when it is least needed will hardly appear to be to the advantage of the consumer.

The conclusion of this discussion is that the economic assessment of a price reform which involves a stricter application of marginal cost pricing must not be restricted to the efficiency gains which thereby can be made in energy production and energy use. Other important elements are the increased commitment and sacrifices required on the part of the consumer in order to realize the efficiency gains. These concepts, too, represent relevant items of cost in economic terms which must be taken into consideration in an overall assessment.

The economic losses of failing to fully implement prices based on short-run marginal costs are difficult to quantify. Imperfect pricing of electricity and district heating may in the short run lead consumers towards high consumption during periods when energy production is expensive. This results in higher production costs than would have been the case if energy con-

sumption had been more evenly distributed. Even though the economic costs of such a distortion are difficult to judge, they undoubtedly do amount to appreciable sums each year. In the longer term, a discrepancy between prices and costs may lead to unnecessary investments by producers, retailers and consumers. Prices which are too low in relation to production costs lead to high consumtion, which in turn induces producers and retailers to invest in an unnecessarily large capacity. High prices, on the other hand, may lead to consumers' unnecessarily acquiring equipment for saving electricity or district heating. Here, too, it is difficult to estimate the economic costs, but they probably reach considerable sums each year for electricity and substantially larger sums for district heating. A flexible tariff system could also stimulate the consumer to install alternative heating systems, one effect of which would be to reduce the vulnerability of the consumer if supplies should be disrupted.

A stricter application of marginal cost pricing would probably tend to have certain effects on income and wealth distribution. Among consumers, those who have the possibility of shifting some of their energy consumption from peak periods to off-peak periods will be favoured as compared to those who lack such possibilities for adaptation. Consumer groups whose energy use is concentrated to peak periods and who lack the possibility of adaptation will be the ones treated most unfairly by this redistribution. In this connection, it should also be pointed out that consumer expenditures should decline overall as a result of better utilization of existing energy production resources, so that the facilities which have high marginal costs do not have to be used as much as with current energy prices. If altered tariffs should nevertheless lead to a situation in which one or more consumer groups suffer from cost increases which are deemed unacceptable, there exist possibilities of solving such problems by applying suitably designed multi-level tariffs (cf. Chapter 6).

Among producers, and power companies in particular, altered tariffs might also result in income redistribution. However, it is not a simple matter to state in advance who would lose and who would gain from the introduction of prices closer to marginal costs. A major factor in the outcome of the redistribution is the direction in which the terms of competition would be shifted between the price-leader power company, the Swedish State Power Board (Vattenfall), and the other power companies. If the possibilities of a more efficient utilization of resources are greater in the State Power Board's production system than in the other power companies, the surpluses in the private power industry will tend to be driven down, whereas the result will be the opposite if the potential for a more efficient utilization is greater in the private power industry.

Prices based on marginal costs would fluctuate more during different times of the day and year, but in the short term they would hardly effect the general development of prices any differently than do today's energy prices. In the slightly longer term, when energy consumers have managed to adapt to the variations in marginal costs, the better utilization of energy production resources and resulting savings should lead to a slower rate of price increases.

We have hitherto described the different kinds of effects which would result from a stricter application of a marginal cost pricing. We now arrive at the question of the urgency of introducing such a pricing and, in the event it is introduced, how continued efforts in this direction should be conducted.

Before we attempt to answer this question, it should be placed in its institutional context. At present, the purchase and sale of energy in Sweden take place in what in principle is a free market environment. The fact that there are more or less pronounced monopolistic elements in the markets for line-bound energy and that the price leader power producer is a Government-owned public utility does not alter this basic state of affairs. It follows from this that the companies active on the various markets are completely free, within the scope provided by the market conditions to set prices and tariffs. Within this institutional framework the Government's possibilities of influencing pricing are limited to what can be achieved by voluntary agreement with the different energy companies and their trade unions. As regards the prices of electricity, there is the additional possibility of systematically using the State Power Board's role of price leadership in order to influence the price structure in the direction desired by the Government. In the case of prices of district heating deliveries, the Government's possibilities of direct influence are less. Most district heating companies are controlled by the municipalities in which they operate. If it is deemed important from the municipal standpoint, it is then possible to alter the principles of pricing of district heating.

Should the Government find reasons to expand its influence over energy pricing beyond what it is able to do by voluntarily stimulating a particular development or by concluding agreements with energy companies and municipalities, it would in all likelihood have to resort to special legislation or other forms of control. If such measures were to be taken, the current market-directed determination of prices would more or less be altered and abolished. In order for the Government to have ground for considering that alternative, with the consequences which it would represent, the present system of price formation would, in our opinion, have to be completely inefficient and its consequences impossible to eliminate under prevailing institutional conditions. We have not found sufficient reasons for giving a more careful attention to measures of that type.

Therefore, when we discuss the question of what changes in the pricing of energy of different kinds which we find desirable, we do so from the standpoint of the currently prevailing market conditions and institutional situation. Restricting ourselves to the three most important types of energy, we can begin by stating that the prices of various petroleum products in Sweden are determined under conditions characterized by competition among oil companies of various kinds. Given the fact that we lack the possibility of influencing import prices, this leads to consumer prices which approximate short run marginal costs relatively well. There is, however, one important reservation with respect to these prices: we do not include the external costs associated with petroleum use. These consist both of environmental costs and of risk costs which is determined by the risk of drastic disruptions in oil supplies (cf. section 4.8). In order to obtain prices

on petroleum products which are correct from an economic point of view, these external costs constitute a motive for a petroleum tax.

As far as the price of supplies of district heating is concerned, we have stated that this price does not follow the variations of the marginal costs during the day and the year. In a district heating system which uses only oil, the variations in costs are modest and the losses in efficiency as a result of the non-differentiated energy prices are relatively limited. For district heating systems based on several different fuels, there is a greater variation in costs and, consequently, a greater justification for introducing differentiated energy charges.

In the case of electrical energy, we have been able to establish the fact that the energy price of today varies between the different hours of the day and night and during different parts of the year to a lesser extent than do production and capacity costs. The lack of agreement between the two variables arises already at the stage of high-voltage tariffs and is subsequently further magnified when different tariff components are combined in the simplified low-voltage tariffs.

Our review of experiences from other countries in which marginal cost pricing has been applied for a longer period and the judgements which otherwise can be made indicate that a considerable economic gain could be obtained if energy prices, especially electricity prices were better adapted to the seasonal and hourly variations of marginal costs. Such a development would, however, also involve certain cost items. The most important of these costs would include the costs of more advanced metering and billing equipment than that now being used and the increased requirements which would in various respects be placed on the consumer in order that the gains from marginal cost pricing could be realized.

In this study it has not been possible to quantify those social benefits and social costs that may arise when introducing a marginal cost pricing. However, approximative calculations do demonstrate that the annual benefits may be of a considerable size. Given this background, we are of the opinion that there are enough reasons to analyze in a more detail the advantages and disadvantages of a development in this direction. And in such an analysis it is of a special importance to consider the attitudes of the consumers to a marginal cost pricing.

Electricity producers and electricity distribution companies, as well as district heating companies, have expressed an interest in bringing tariffs more into conformity with costs, and it would appear that the marginal cost approach has become more and more accepted as a means to this end. For instance, the changes which have been made in high-voltage tariffs in recent years have involved an increased, albeit insufficient, differentiation of the energy charge based on the variations of marginal costs. The Swedish Association of Electricity Supply Undertakings has commissioned studies with a similar aim with respect to low-voltage tariffs, and experiments are also being planned with the metering equipment required in order to apply a stricter marginal cost princing system The new tariff proposals of the Swedish District Heating Association are also characterized by an effort to bring energy prices in the district heating tariffs into agreement with short run marginal costs.

On balance there are grounds for concluding that economic gains can be won if short-run marginal costs are allowed to play a greater role in determining the prices of energy.

Särskilda yttranden

1 Av *Carl Hagson*

Utredningens bedömningar och slutsatser innebär, enligt min mening, ett starkt stöd för den princip som sedan länge varit vägledande vid prissättningen av elkraft, nämligen att tarifferna – inom ramen för det praktiskt möjliga och ekonomiskt rimliga – skall vara kostnadstrogna. Utredningen förordar därvid en fortsatt utveckling av eltarifferna i riktning mot en närmare anknytning till den kortsiktiga marginalkostnaden.

Beträffande den praktiska introduktionen och tillämpningen på elområdet av (energi)priser baserade på kortsiktig marginalkostnad har jag dock funnit anledning till vissa invändningar och kompletterande påpekanden. De viktigaste av dessa kan sammanfattas sålunda.

Det integrerade svenska elproduktionssystemet är förhållandevis komplicerat och en strikt tillämpning av kortsiktig marginalkostnadsprissättning kan redan av detta skäl knappast ifrågakomma i praktiken. Tekniskt betingad drift av kondenskraftverk eller reservkraft i form av gasturbiner etc. kan t. ex. inte få motivera plötsliga och för konsumenterna oförutsedda prishöjningar. Jag anser det vidare uteslutet att på återdistributörer och konsumenter övervältra det risktagande som traditionellt åvilat elkraftproducenter/råkraftleverantörer genom att dessa vid prissättningen utjämnat kostnadsskillnader mellan goda och dåliga vattenår, merkostnader p. g. a. maskinhaverier etc.

Tanken på betydande kortsiktiga kapacitets- eller bristkostnader i eldistributionen är svårförståelig och saknar i dagsläget i allmänhet aktualitet. Det är i vart fall inte praktiskt möjligt att beakta temporära och lokalt starkt begränsade kapacitetskostnader genom ett varierande energipris. Detta i all synnerhet som konsekvensen skulle bli att abonnenter i svaga nät – med begränsad kapacitet och stora spänningsvariationer – skulle betala ett högre energipris än abonnenter i starka och problemfria nät. Sannolikt skulle den långsiktiga marginalkostnaden i detta sammanhang vara ett mera användbart och relevant underlag för prissättningen. En aktuell målsättning bör dock vara att avväga energipriset så, att intäktsminskningen vid minskad elkonsumtion balanseras av den marginella kostnadsminskningen.

En introduktion av varierande energipris enligt principen om kortsiktig marginalkostnad förutsätter mer eller mindre omfattande investeringar i mätutrustning m. m. Detta har utförligt belysts av utredningen. Än viktigare är emellertid, att de minimikrav beträffande förhandsbesked om prisänd-

ringar som f. n. gäller – och som enligt min mening är rimliga – kan innehållas eftersom man knappast kan förvänta någon "prutning" på kraven härvidlag.

Utredningen har vidare betonat, att den kortsiktiga marginalkostnadsprissättningen blir meningsfull ur samhällsekonomisk synpunkt endast om konsumenterna reagerar på avsett sätt och att det därför är väsentligt att en sådan prissättning föregås och åtföljs av information till konsumenterna. Enligt min mening är detta – om man vill gå längre än till en säsongvariation av priserna – helt otillräckligt. För att uppnå åsyftad ändring av konsumtionsmönstret torde krävas automatik och programstyrning i betydande omfattning. Kostnaderna härför har inte utretts, men det förefaller osannolikt att de mera allmänt skulle kunna motiveras av de, trots allt, förhållandevis små energiprisvariationerna (dygnsvariationerna).

Enligt min mening har utredningen haft en onödigt negativ inställning till olika former av effektavgifter. Dessa kan under vissa betingelser vara väl förenliga med en marginalkostnadsprissättning och är ofta ett mera hanterbart mått på kapacitetskostnaderna i olika överföringsled än energiavgifterna. Dessutom har de effekt- eller kapacitetsberoende avgifterna en betydelsefull styr- och informationsfunktion. En kombination av effekt- och energiavgifter bör därför även fortsättningsvis vara ett aktuellt alternativ till i tiden starkt varierande energipriser.

Det är otvivelaktigt enklare att införa energipriser baserade på kortsiktig marginalkostnad för det begränsade antalet högspänningsabonnenter (ca 6 000) än för någon nämnvärd del av 4,5 milj. lågspänningsabonnenter. Det bör emellertid beaktas att en sådan partiell "reform" kan försätta återdistributörerna i en svårbemästrad situation så länge dessa inte har tillgång till en avsevärd marknad och tekniska förutsättningar för momentant avkopplingsbar kraftleverans.

Slutligen vill jag påpeka att medan (energi)priserna behandlats ingående har utredningen ej i den omfattning jag förväntat diskuterat problem och nuläge med avseende på prisnivån. Exempelvis har de speciella förutsättningarna för de kommunala eldistributörernas prissättning visserligen diskuterats inom utredningen men endast i förbigående berörts i dess betänkande.

2. Av *Björn G Karlsson*

En god hushållning med landets resurser kräver att priserna på olika varor och produktionsfaktorer är riktiga i den betydelsen att de informerar konsumenterna om de verkliga kostnaderna för produktionen. Eftersom konsumenterna hela tiden gör marginella avvägningar dvs. funderar över om de ska förbruka ytterligare några kWh eller inte medan det för producenterna är fråga om att tillgodose variation i efterfrågan med hjälp av existerande produktionskapacitet så är det kostnaderna för de sist producerade kilowattimmarna som är den relevanta kostnaden, den s. k. kortsiktiga marginalkostnaden.

Utvecklingen inom elektroniken och därmed tekniken för överföring, registrering och lagring av data har på senaste året gjort det möjligt att framställa en mätare, som till rimligt pris och god teknisk prestanda kan uppfylla de krav som ett tariffsystem enligt ovan kan ställa.

Den ideala mätaren (som endast finns i prototypstadiet, utvecklad som STU-projekt vid Chalmers och Linköpings tekn. högskolor) gör det möjligt att hos varje konsument via elnätet spegla varierande taxor och centralt avläsa konsumtionen hos distributören.

Genom ett optimalt utnyttjande av existerande system kan en samhällsekonomisk vinst göras i storleksordning 2–3 miljarder/år enligt beräkningar gjorda vid Stockholms universitet. De mest närliggande konsekvenserna syns vara:

1. Minskat fossilvärmekraftutnyttjande (gasturbiner, olje- och kolkondens).
2. Minskad distributionsutbyggnad.
3. Längre utnyttjningstid för baslastverk.
4. Bättre utnyttjande av kraftnätet.
5. Ökat elsparande, främst under höglasttid.
6. Premierar kombinerade system, exempelvis el/olja. I de flesta oljepannor skulle elpatroner drivas under låglast med el och höglast med olja. När elpriset understiger oljepriset startas patronerna automatiskt.
7. Maximal oljeersättning. Luft/vattenvärmepumpar i kombination med hetvattencentraler kan spara 70–80 % av oljan med en värmefaktor på ca 4–5.
8. Premierar ackumulerade system. (Ex. vatten- och saltmagasin.)
9. Långa utnyttjningstider vilket skapar effektivare system.
10. Premierar zonindelning i bostäder och lokaler. (Värme enbart till de delar som behöver det.)
11. Premierar mottryckskraft. Ju större värmebehov ju mera el och dessutom till bättre priser, då ellast och värmelast sammanfaller väl i tiden.
12. Bromsar elvärmen då vinterel blir dyrare än idag.
13. Bromsar system med eltillsats för effektbehovet.
14. Premierar braskaminer för drift under "köldknäppar".
15. Underlättar sommaranvändning i fritidshus, luftkonditionering, pooluppvärmning men alltid i konkurrens med oljeersättning som alternativanvändning m. m.

Sammanfattningsvis kan konstateras att kortsiktig marginalkostnadsprissättning skapar förutsättningar för ett optimalt utnyttjande av existerande system. Detta innebär:

1. Kostnadsriktighet.
2. Belastningsutjämnande.
3. Kostnadsmedvetenhet.
4. Ökad sparpotential.
5. Maximal oljeersättning.

Det kan synas rimligt, vilket utredningen framhåller, att en mellanvariant av mätare med endast möjlighet till tidsdifferentiering (intervallprissättning med hjälp av klocka) utnyttjas innan den "ideala" mätaren blir kommersiell. Detta är dock omöjligt, vilket inte klart framgår av utredningens kapitel 6.

I ett energidimensionerat kraftsystem som det svenska kommer alltid oljepriset att ligga mellan lägsta och högsta elpris med tidsdifferentierad

marginalkostnadsprissättning. Det vill säga att i alla system där oljepannor kompletterats med elpatroner eller elpannor kommer alla till- och frånslag att ske samtidigt med hjälp av klockor. Det kan då röra sig om flera tusen megawatt installerad effekt. Låt oss anta att prisskillnaden sommartid är tio öre/kWh (oljepris-elpris) i ett initialskede. Kostnaden för en elpanna i ett hetvattensystem (10 MW-panna) är ungefär 100 kkr. Under en sommar (3 månader) produceras ca 20 GWh. Detta innebär en pay-offtid av ca 2,5 vecka. Dvs. en troligen explosionsartad investering i elpannor och i ännu högre grad elpatroner i befintliga pannor.

Detta skapar oacceptabla svängningar på nätet med krav på ständiga taxeändringar varvid alla elmätare måste avläsas.

För att skapa jämvikt mellan utbud och efterfrågan måste det i stället finnas en återkoppling, dvs. priserna justeras efter hand. Detta är möjligt genom en mer eller mindre kontinuerligt varierande taxa, dvs. den i utredningen kallade momentana prissättningen, där konsumenternas reaktioner påverkar priset. Observeras bör också att denna problematik inte föreligger i effektdimensionerade system typ Frankrikes då elpriset alltid överstiger oljepriset. Erfarenheter från den gröna tariffen är därför mycket svårt att applicera i Sverige utom beträffande konsumenternas villighet att i tiden förändra sitt uttag.

Bilaga Energienheter m. m.

Energi

Grundenheten för energi enligt det internationellt fastställda SI-systemet är joule (J). Ännu används dock i Sverige ofta enheterna kalorier (cal) och wattimmar (Wh). Både kalorier och wattimmar används som beteckning för värmemängd. Wattimmar används som beteckning för elenergimängd.
1 000 Wh = 1 kWh = 3 600 000 J = 859,2 kcal

Bränslen mäts i regel i vikt eller volym, vilket från jämförelsesynpunkt kan vara opraktiskt. Värmevärdet, dvs. energiinnehållet per vikts- eller volymenhet är olika för olika bränslen. Bränslemängden anger man därför ofta genom att referera till den kvantitet av ett bränsle som motsvarar samma energiinnehåll. Vanligtvis används därvid energiinnehållet i 1 ton olja, tonolje-ekvivalent (toe).

Effekt

Effekt är energi per tidsenhet, dvs. energi = effekt · tid.

Ett kraftverks eleffekt mäts i watt (eller multiplar därav). Även värmeeffekt kan mätas i watt.

Multipelenheter

Multipelenheter erhåller man genom att kombinera enheten med ett prefix, varvid enheten multipliceras med en viss talfaktor (tiopotens).

k (kilo) = 10^3 =	1 000
M (mega) = 10^6 =	1 000 000
G (giga) = 10^9 =	1 000 000 000
T (tera) = 10^{12} =	1 000 000 000 000
P (peta) = 10^{15} =	1 000 000 000 000 000

Definitioner och förkortningar inom oljeområdet

AFRA Average Freight Rate Assessment

bbl barrel

1 barrel = 35 imperial gallons (approximativt)
= 42 US gallons
= 159 liter (approximativt)
= 0.159 m^3 (approximativt)

cif	(= cost insurance freight) leveransvillkor, dvs. säljaren levererar den sålda varan på viss ort, ofta köparens, med frakt och försäljning betalda för varan
dwt	deadweight tonnage
fob	(= free on board) en leveransbestämmelse, dvs. säljaren levererar den sålda varan lastad ombord på ett fartyg på namngiven ort
IEA	International Energy Agency
mbd	million barrel/day, miljoner fat per dag
OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries. (De petroleumexporterande ländernas organisation)

Enheter för skogsbränslen

m^3f	= m^3 fast mått (virkets volym vid 100 % fast massa)
m^3 sk	= skogskubikmeter (avser volymen av hel trädstam inkl. topp och bark)
TS	= torrsubstans

Omvandling mellan energienheter

Följande samband gäller mellan de i energiförsörjningssammanhang vanligaste enheterna:

1 PJ = 0,2778 TWh = 0,0239 Mtoe
1 TWh = 3,6 PJ = 0,0860 Mtoe
1 Mtoe = 41,87 PJ = 11,63 TWh
1 GJ = 277,8 kWh = 0,0239 toe
1 toe = 41,87 GJ = 11 630 kWh
1 fat olja = 158,98 l
1 fat/dag (eng bpd) = ca 50 ton/år

Ungefärliga omräkningsfaktorer mellan vissa energibärare

Råolja	1 Mton = 1,16 Mm^3 = 11 Twh = 42 PJ
Lätt eldningsolja	1 Mton = 1,20 Mm^3 = 12 TWh = 43 PJ
Tung eldningsolja	1 Mton = 1,06 Mm^3 = 11 TWh = 41 PJ
Naturgas	1 Gm^3 = 9,5 TWh = 34 PJ
Kol	1 Mton = 7–8 TWh = 25–30 PJ
Skogsbränsle	1 Mton TS = 5–5,5 TWh = 18–20 PJ
Torv (50% fukthalt)	1 Mton = 2,5–3 TWh = 9–11 PJ
Motorbensin	1 Mton = 1,37 Mm^3 = 12 TWh = 43 PJ
Metanol	1 Mton = 1,27 Mm^3 = 5,5 TWh = 21 PJ
Etanol	1 Mton = 1,27 Mm^3 = 8 TWh = 29 PJ

Index för olika energiformer

Ibland markeras energiformen med ett index. Följande index används:
Elektrisk energi: e eller el
Värme (termisk energi): th eller v

Statens offentliga utredningar 1981

Kronologisk förteckning

1. HS 90: Hälsorisker. S.
2. HS 90: Ohälsa och vårdutnyttjande. S.
3. HS 90: Hälso- och sjukvård i internationellt perspektiv. S.
4. HS 90: Utgångspunkter och riktlinjer för det fortsatta arbetet. S.
5. Ny arbetstidslag. A.
6. Översyn av lagen om församlingsstyrelse. Kn.
7. Lag om vård av missbrukare i vissa fall. S.
8. Översyn av sjölagen 1. Ju.
9. Enhetligt huvudmannaskap för högskolan. U.
10. Datateknik i verkstadsindustrin. I.
11. Datateknik i processindustrin. I.
12. Inrikesflyget under 1980-talet. K.
13. Närradio. U.
14. Reformerat kyrkomöte, kyrklig lagstiftning m. m. Kn.
15. Grundlagsfrågor. Ju
16. Film och TV i barnens värld. U.
17. Industrins datorisering. A.
18. Minskat tobaksbruk. S.
19. Översyn av radiolagen. U.
20. Omprövning av samvetsklausulen. Kn.
21. Internationellt patentsamarbete III. H.
22. Sjukersättningsfrågor. S.
23. Tekniska hjälpmedel för handikappade. U.
24. Socialförsäkringens datorer. S.
25. Bra daghem för små barn. S.
26. Omsorger om vissa handikappade. S.
27. Omsorger om vissa handikappade. Sammanfattning, lagförslag, specialmotiveringar. S.
28. Turism och friluftsliv. Det centrala myndighetsansvaret. Jo.
29. Forskningens framtid. U.
30. Forskarutbildningens meritvärde. U.
31. Avtalsvillkor mellan näringsidkare. Ju.
32. Fluor i kariesförebyggande syfte. S.
33. Effekter av investeringar utomlands. I.
34. Fristående skolor för skolpliktiga elever. U.
35. Sjukresor. S.
36. Begravningsverksamheten. Kn.
37. Företags obestånd II. B.
38. Om hets mot folkgrupp. A.
39. Svenk krigsmaterielexport. H.
40. Prisreglering mot inflation? H.
41. Prisreglering mot inflation? Bilagor 1–6. H.
42. Prisreglering mot inflation? Bilagor 7–12. H.
43. De internationella investeringarnas effekter. I.
44. Löntagarna och kapitaltillväxten. Slutrapport. E.
45. Nya medier – text-TV, teledata. U.
46. Ändringar i förvaltningslagen. Ju.
47. Hyresgästinflytande på målning och tapetsering. Bo.
48. Telubaffären. Ju.
49. Den svenska psalmboken. Band 1. Kn.
50. Den svenska psalmboken. Band 2. Kn.
51. Den svenska psalmboken. Band 3. Kn.
52. Den svenska psalmboken. Band 4. Kn.
53. Stockholms kommunala styrelse. Kn.
54. Kooperativa företag. I.
55. Video. U.
56. Bibeln. Nya testamentet. U.
57. Djurens hälso- och sjukvård. Jo.
58. Samverkan vid uppgiftslämnande. B.
59. Datateknik i industriproduktionen. I.
60. Kooperationen i samhället. I.
61. Familjepensionen. S.
62. Familjepensionen. Sammanfattning. S.
63. Samhället och samlingslokalerna. Bo.
64. Våldtäkt. Ju.
65. Svenska kyrkans gudstjänst. Band 5. Kyrkliga handlingar. Kn.
66. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 3. Kyrkliga handlingar. Vägen in i kyrkan. Dop, konfirmation, kommunion – aktuella liturgiska utvecklingslinjer. Kn.
67. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 4. Kyrkliga handlingar. Äktenskap och vigsel i dag – Liturgiska utvecklingslinjer. Kn.
68. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 5. Kyrkliga handlingar. Döendet, döden och begravningsgudstjänsten. Kn.
69. Pris på energi. I.

Statens offentliga utredningar 1981

Systematisk förteckning

Justitiedepartementet

Översyn av sjölagen 1. [8]
Grundlagsfrågor. [15]
Avtalsvillkor mellan näringsidkare. [31]
Ändringar i förvaltningslagen. [46]
Telubaffären. [48]
Våldtäkt. [64]

Socialdepartementet

Hälso- och sjukvård inför 90-talet. 1. Hälsorisker. [1] 2. Ohälsa och vårdutnyttjande. [2] 3. Hälso- och sjukvård i internationellt perspektiv. [3] 4. Utgångspunkter och riktlinjer för det fortsatta arbetet. [4]
Lag om vård av missbrukare i vissa fall. [7]
Minskat tobaksbruk. [18]
Sjukersättningsfrågor. [22]
Socialförsäkringens datorer. [24]
Bra daghem för små barn. [25]
Omsorgskommittén. 1. Omsorger om vissa handikappade. [26] 2. Omsorger om vissa handikappade. Sammanfattning, lagförslag, specialmotiveringar. [27]
Fluor i kariesförebyggande syfte. [32]
Sjukresor. [35]
Pensionskommittén. 1. Familjepensionen. [61] 2. Familjepensionen. Sammanfattning. [62]

Kommunikationsdepartementet

Inrikesflyget under 1980-talet. [12]

Ekonomidepartementet

Löntagarna och kapitaltillväxten. Slutrapport. [44]

Budgetdepartementet

Företags obestånd II. [37]
Samverkan vid uppgiftslämnande. [58]

Utbildningsdepartementet

Enhetligt huvudmannaskap för högskolan. [9]
Närradio. [13]
Film och TV i barnens värld. [16]
Översyn av radiolagen. [19]
Tekniska hjälpmedel för handikappade. [23]
Utredningen om forskningens och forskarutbildningens situation. 1. Forskningens framtid. [29] 2. Forskarutbildningens meritvärde. [30]
Fristående skolor för skolpliktiga elever. [34]
Nya medier – text-TV, teledata. [45]
Video. [55]
Bibeln. Nya testamentet. [56]

Jordbruksdepartementet

Turism och friluftsliv. Det centrala myndighetsansvaret. [28]
Djurens hälso- och sjukvård. [57]

Handelsdepartementet

Internationellt patentsamarbete III. [21]
Svensk krigsmaterielexport. [39]
Prisregleringskommittén. 1. Prisreglering mot inflation? [40] 2. Prisreglering mot inflation? Bilagor 1–6. [41] 3. Prisreglering mot inflation? Bilagor 7–12. [42]

Arbetsmarknadsdepartementet

Ny arbetstidslag. [5]
Industrins datorisering. [17]
Om hets mot folkgrupp. [38]

Bostadsdepartementet

Hyresgästinflytande på målning och tapetsering. [47]
Samhället och samlingslokalerna. [63]

Industridepartementet

Data- och elektronikkommittén. 1. Datateknik i verkstadsindustrin. [10] 2. Datateknik i processindustrin. [11] 3. Datateknik i industriproduktionen. [59]
Direktinvesteringskommittén. 1. Effekter av investeringar utomlands. [33] 2. De internationella investeringarnas effekter. [43]
Kooperationsutredningen. 1. Kooperativa företag. [54] 2. Kooperationen i samhället. [60]
Pris på energi. [69]

Kommundepartementet

Översyn av lagen om församlingsstyrelse. [6]
Reformerat kyrkomöte, kyrklig lagstiftning m. m. [14]
Omprövning av samvetsklausulen. [20]
Begravningsverksamheten. [36]
1969 års psalmkommitté. 1. Den svenska psalmboken. Band 1. [49] 2. Den svenska psalmboken. Band 2. [50] 3. Den svenska psalmboken. Band 3. [51] 4. Den svenska psalmboken. Band 4. [52]
Stockholms kommunala styrelse. [53]
1968 års kyrkohandbokskommitté. 1. Svenska kyrkans handbok. Band 5. Kyrkliga handlingar. [65] 2. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 3. Kyrkliga handlingar. Vägen in i kyrkan. Dop, konfirmation, kommunion – aktuella liturgiska utvecklingslinjer. [66] 3. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 4. Kyrkliga handlingar. Äktenskap och vigsel i dag – Liturgiska utvecklingslinjer. [67] 4. Svenska kyrkans gudstjänst. Bilaga 5. Kyrkliga handlingar. Döendet, döden och begravningsgudstjänsten. [68]

Anm. Siffrorna inom klammer betecknar utredningarnas nummer i den kronologiska förteckningen.

LiberFörlag
Allmänna Förlaget

ISBN 91 38 06439 1
ISSN 0375 250X